



# **ANÁLISE DE OPORTUNIDADE DAS TECNOLOGIAS *CRUDE OIL TO* *CHEMICALS* (COTC) NOS CENÁRIOS ATUAL E FUTURO DE CONSUMO MUNDIAL DOS DERIVADOS DE PETRÓLEO**

Gabriel Salathé Brandão Pereira

Geyson César de Oliveira Freitas

Monografia em Engenharia Química

Orientador:

Prof. Luiz Fernando Leite, D.Sc.

Maio de 2021

|

i

# **ANÁLISE DE OPORTUNIDADE DAS TECNOLOGIAS *CRUDE OIL TO CHEMICALS* (COTC) NOS CENÁRIOS ATUAL E FUTURO DE CONSUMO MUNDIAL DOS DERIVADOS DE PETRÓLEO**

*Gabriel Salathé Brandão Pereira*

*Geyson César de Oliveira Freitas*

Monografia em Engenharia Química submetida ao Corpo Docente da Escola de Química, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Engenheiro Químico.

Aprovado por:



---

Prof. Luiz Fernando Leite, D.Sc.

---

Profa. Suzana Borschiver, Dr. Sc.

---

Eng. Rodrigo Pio Borges Menezes, Dr. Sc.

Rio de Janeiro, RJ – Brasil

Maio de 2021

## FICHA CATALOGRÁFICA

Pereira, Gabriel Salathé Brandão.

Freitas, Geyson César de Oliveira.

Análise de Oportunidade das Tecnologias *Crude Oil to Chemicals* (COTC) nos Cenários Atual e Futuro de Consumo Mundial dos Derivados de Petróleo / Gabriel Salathé Brandão Pereira, Geyson César de Oliveira Freitas. Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2021.

xvi, 111 p.; il.

(Monografia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Química, 2021.

Orientador: Luiz Fernando Leite

1. COTC. 2. petroquímicos. 3. FCC. 4. Craqueamento a Vapor. 5. Monografia. (Graduação – UFRJ/EQ). 6. Luiz Fernando Leite I. Título

## DEDICATÓRIA

*Gabriel Salathé Brandão Pereira – A meus pais, meu irmão e minhas avós*

*Geyson César de Oliveira Freitas - A Deus, meus pais e minha esposa*

## CITAÇÃO

*Gabriel Salathé Brandão Pereira* - “Só sei que nada sei” - Sócrates

*Geyson César de Oliveira Freitas* - “Posso todas as coisas em Cristo que me fortalece.” -

Filipenses 4:13 ACF

## **AGRADECIMENTOS**

*Gabriel Salathé Brandão Pereira*

Primeiramente, agradeço a Deus por me permitir chegar onde cheguei.

Agradeço à minha família por todas as lições de vida e por ter sempre estado ao meu lado quando precisei.

Ao professor Leite, pela oportunidade de e pelo auxílio ao realizar este trabalho.

Aos “Cavaleiros do Rodízio” (Daniel, Ingrid, Victor e Zé), por mais de dez anos de amizade regada a muita pizza.

Ao grupo do RPG (Boareto, Cadinho, Caio, Filgueiras e Jimmy), por todas as seções de RPG que tivemos nessa pandemia e pelos mais de dez anos de amizade.

À todos os meus amigos do CEFET e da UFRJ, que me ajudaram a me tornar o que sou hoje.

E, por fim, ao Geyson, por ter sido meu amigo por todos esses anos, por ter estado ao meu lado durante todo esse meu retorno à UFRJ, e por participar dessa empreitada que foi esse Trabalho de Conclusão de Curso.

## AGRADECIMENTOS

*Geyson César de Oliveira Freitas*

Agradeço primeiramente a Deus por Sua permanente presença em minha vida, e pela força e proteção diariamente concedidas, fundamentais para a conclusão de mais uma etapa desta caminhada.

Agradeço aos meus pais por todo o amor, cuidado e dedicação dispensados no meu processo de formação pessoal e acadêmico.

Agradeço à minha esposa por todo o seu companheirismo e amor, e a segurança que me transmite, fortalecendo-nos mutuamente, e nos tornando mais resilientes frente às dificuldades impostas.

Agradeço aos meus irmãos e amigos, por estarem comigo e me ajudarem em todos os momentos.

Agradeço aos colegas de trabalho por todo o apoio prestado.

Agradeço ao nosso orientador, professor Luiz Fernando Leite, por toda a experiência e sabedoria compartilhadas, além do cuidado e auxílio no direcionamento das etapas desse projeto.

Agradeço ao Gabriel, por todos esses anos de amizade, pela companhia nesse reingresso à universidade, e por aceitar esse desafio em conjunto, somando forças para vencermos mais essa missão.

## RESUMO

Resumo da Monografia apresentada à Escola de Química como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Engenheiro Químico.

### **ANÁLISE DE OPORTUNIDADE DAS TECNOLOGIAS *CRUDE OIL TO* *CHEMICALS* (COTC) NOS CENÁRIOS ATUAL E FUTURO DE CONSUMO MUNDIAL DOS DERIVADOS DE PETRÓLEO**

Gabriel Salathé Brandão Pereira

Geyson César de Oliveira Freitas

Maio, 2021

Orientador: Prof. Luiz Fernando Leite, D.Sc.

Com a expectativa de que a demanda por gasolina e diesel diminua no futuro próximo, as tecnologias de petróleo bruto para produtos químicos (COTC) têm o potencial de se tornarem os processos mais importantes da indústria petroquímica. Esta tendência tem desencadeado intensas pesquisas para maximizar a produção de olefinas leves e aromáticos em detrimento dos combustíveis, o que exige processos disruptivos capazes de transformar o petróleo bruto em produtos químicos de forma eficiente e ambientalmente correta. Esse trabalho teve como objetivo avaliar os direcionadores de demanda do mercado de petróleo, levando em conta o impacto da emissão de gases do efeito estufa causado pela queima de combustíveis, bem como analisar a tendência das tecnologias COTC frente às convencionais, e apresentar os atuais projetos de plantas COTC que estão sendo desenvolvidos e implementados no mundo. As pesquisas de prospecção tecnológica mostraram que os líderes no desenvolvimento de tecnologias COTC foram Arábia Saudita e China, fato corroborado pelos principais projetos de plantas baseadas nessas tecnologias em implementação no mundo virem desses países. Além disso, essas pesquisas também mostraram que a maioria das tecnologias COTC avaliadas se baseiam nas tecnologias convencionais de produção de olefinas, sendo elas o craqueamento a vapor e o craqueamento catalítico fluido.



## ABSTRACT

The gasoline and diesel demand is expected to decline in the near future, thus the crude oil to chemicals (COTC) technologies have the potential to become the most important processes in the petrochemical industry. This trend has triggered intense research to maximize the production of light olefins and aromatics instead of fuels, which requires disruptive processes capable of transforming crude oil into chemical products in an efficient and environmentally friendly manner. This work aimed to evaluate the demand drivers of the oil market, taking into account the impact of greenhouse gas emissions caused by the burning of fuels, as well as to analyze the trend of COTC technologies compared to conventional ones, and to present the current projects of COTC plants that are being developed and implemented worldwide. The technology prospecting showed that the leaders in the development of COTC technologies were Saudi Arabia and China, a fact corroborated by the main projects of plants based on these technologies being implemented in the world, coming from these countries. In addition, these researches also showed that most of the COTC technologies evaluated are based on conventional olefin production technologies, namely steam cracking and fluid catalytic cracking.

Keywords: COTC, petrochemicals, FCC, steam cracking

## Sumário

<b>CAPÍTULO I – INTRODUÇÃO</b>	17
<b>I.1 – Ambiente de Negócios</b>	17
<b>I.1.1 – Mercado de Petróleo</b>	17
<b>I.1.2 – Eletrificação das Frotas</b>	24
<b>I.1.3 – Demanda dos Biocombustíveis</b>	29
<b>I.1.4 – Demanda de Petroquímicos</b>	36
<b>CAPÍTULO II – TECNOLOGIAS CONVENCIONAIS DE PRODUÇÃO DE PETROQUÍMICOS BÁSICOS</b>	44
<b>II.1 – Craqueamento a Vapor</b>	44
<b>II.1.1 – Descrição do Processo</b>	45
<b>II.1.2 – Variáveis de Processo</b>	46
<b>II.2 – Craqueamento Catalítico Fluido</b>	48
<b>II.2.1 – Descrição do Processo</b>	49
<b>II.2.2 – Variáveis de Processo</b>	51
<b>II.3 – Complexo de Produção de Aromáticos</b>	52
<b>CAPÍTULO III – PRINCIPAIS TECNOLOGIAS <i>CRUDE OIL TO CHEMICALS</i> (COTC)</b>	56
<b>III.1 – Processo BASF</b>	56
<b>III.2 – Processo KK</b>	57
<b>III.3 – Processo Ube</b>	58
<b>III.4 – Craqueador de Areia da Lurgi</b>	58
<b>III.5 – Craqueamento Térmico Regenerativo (Stone &amp; Webster)</b>	59
<b>III.6 – Processo de Craqueamento a Vapor de Petróleo Bruto (ExxonMobil)</b>	60
<b>III.7 – <i>Deep Catalytic Cracking</i> (DCC)</b>	61
<b>III.8 – PetroFCC</b>	62
<b>III.9 – <i>Catalytic Pyrolysis Process</i> (CPP)</b>	63
<b>III.10 – <i>High Severity Fluid Catalytic Cracking</i> (HS-FCC)</b>	63
<b>III.11 – Superflex</b>	64
<b>III.12 – Tecnologias Petrobrás</b>	65
<b>III.13 – Processo Integrado de Hidroprocessamento, Craqueamento a Vapor e Craqueamento Catalítico para Produtos Petroquímicos do Petróleo Bruto (Saudi Aramco)</b>	66
<b>CAPÍTULO IV – PROSPECÇÃO TECNOLÓGICA</b>	68
<b>IV.1 – Metodologia de Prospecção Tecnológica</b>	68
<b>IV.2 – Pesquisa e Análise de Artigos Científicos</b>	72

IV.2.1 – Análise Macro .....	73
IV.2.2 – Análise Meso.....	76
IV.2.3 – Análise Micro .....	77
IV.3 – Pesquisa e Análise de Patentes Concedidas .....	80
IV.3.1 – Análise Macro .....	80
IV.3.2 – Análise Meso.....	83
IV.3.3 – Análise Micro .....	84
<b>CAPÍTULO V – PLANTAS E PROJETOS PELO MUNDO .....</b>	<b>88</b>
V.1 – Arábia Saudita.....	89
V.2 – Ásia-Pacífico .....	92
<b>CAPÍTULO VI – CONCLUSÃO .....</b>	<b>96</b>
VI.1 – Conclusão.....	96
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>101</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1-1</b>	<b>Projeções de longo prazo de demanda por petróleo, em diferentes cenários</b>	24
<b>Figura 1-2</b>	<b>Emissões Mundiais de GEE por setor</b>	25
<b>Figura 1-3</b>	<b>Vendas de carros elétricos e participação no mercado em países da EVI e Europa, no período 2013-2018</b>	29
<b>Figura 1-4</b>	<b>Gráfico de produção mundial de biocombustíveis 1999-2019 (esquerda) e comparação da produção mundial de etanol e biodiesel de 2009 a 2019 (direita)</b>	32
<b>Figura 1-5</b>	<b>Projeção da produção de biocombustíveis mundial</b>	35
<b>Figura 1-6</b>	<b>Cadeia produtiva da indústria petroquímica</b>	39
<b>Figura 1-7</b>	<b>Demanda de óleo bruto até 2030</b>	40
<b>Figura 1-8</b>	<b>Tendências globais e regionais de crescimento da capacidade de etileno e propileno</b>	41
<b>Figura 1-9</b>	<b>Capacidade global de produtos petroquímicos e previsões de demanda, de 2017 a 2022</b>	42
<b>Figura 1-10</b>	<b>Produção, demanda, importação e exportação de nafta petroquímica no Brasil</b>	43
<b>Figura 2-1</b>	<b>Correntes de entrada e saída de uma unidade de pirólise a vapor</b>	45
<b>Figura 2-2</b>	<b>Diagrama de blocos de unidade de pirólise de cargas gasosas</b>	46
<b>Figura 2-3</b>	<b>Diagrama de blocos de unidade de pirólise de cargas líquidas</b>	47
<b>Figura 2-4</b>	<b>Diagrama de blocos de uma unidade FCC</b>	50
<b>Figura 2-5</b>	<b>Diagrama de fluxo esquemático de uma unidade FCC</b>	51
<b>Figura 2-6</b>	<b>Exemplo de esquema simplificado de um complexo aromático</b>	54
<b>Figura 4-1</b>	<b>Representação esquemática da metodologia de prospecção tecnológica</b>	70
<b>Figura 4-2</b>	<b>Distribuição dos artigos científicos relevantes por ano de publicação</b>	74
<b>Figura 4-3</b>	<b>Distribuição dos artigos científicos relevantes por país de origem</b>	75
<b>Figura 4-4</b>	<b>Distribuição dos artigos científicos relevantes por tipo de instituição</b>	76
<b>Figura 4-5</b>	<b>Distribuição dos artigos científicos relevantes por principal assunto abordado</b>	77
<b>Figura 4-6</b>	<b>Distribuição dos artigos científicos relevantes por assunto específico abordado</b>	78
<b>Figura 4-7</b>	<b>Distribuição dos artigos científicos relevantes por tipo de processo</b>	79
<b>Figura 4-8</b>	<b>Distribuição dos artigos científicos relevantes por produtos petroquímicos alvos</b>	80

<b>Figura 4-9</b>	<b>Distribuição das patentes relevantes por ano de publicação .....</b>	<b>81</b>
<b>Figura 4-10</b>	<b>Distribuição das patentes relevantes por país de origem .....</b>	<b>82</b>
<b>Figura 4-11</b>	<b>Distribuição das patentes relevantes por tipo de instituição .....</b>	<b>83</b>
<b>Figura 4-12</b>	<b>Distribuição das patentes relevantes por principal assunto abordado .....</b>	<b>85</b>
<b>Figura 4-13</b>	<b>Distribuição das patentes relevantes por tipo de processo .....</b>	<b>86</b>
<b>Figura 4-14</b>	<b>Distribuição das patentes relevantes por produtos petroquímicos alvos .....</b>	<b>87</b>
<b>Figura 5-1</b>	<b>Níveis de integração nas refinarias .....</b>	<b>89</b>
<b>Figura 5-2</b>	<b>Esquematização do processo COTC da Saudi Aramco/SABIC .....</b>	<b>91</b>
<b>Figura 5-3</b>	<b>Estimativa dos rendimentos de um complexo COTC baseado nas tecnologias da Saudi Aramco, da CLG e da CB&amp;I .....</b>	<b>92</b>
<b>Figura 5-4</b>	<b>Comparação entre a capacidade de produção dos principais craqueadores a vapor do mundo com os projetos da Saudi Aramco .....</b>	<b>92</b>
<b>Figura 5-5</b>	<b>Configuração do complexo refinaria-PX da Hengli .....</b>	<b>94</b>
<b>Figura 5-6</b>	<b>Configuração do complexo refinaria-PX da Zhejiang .....</b>	<b>95</b>

## ÍNDICE DE TABELAS

<b>Tabela 1-1</b>	<b>Demanda de petróleo a médio prazo no caso de referência da World Oil Outlook 2020 .....</b>	<b>18</b>
<b>Tabela 1-2</b>	<b>Demanda de petróleo a longo prazo por região, no caso de referência da WOO 2020 .....</b>	<b>20</b>
<b>Tabela 4-1</b>	<b>Descrição dos operadores e coringas utilizados na pesquisa .....</b>	<b>71</b>
<b>Tabela 4-2</b>	<b>Termos e operadores usados na pesquisa da base de dados do Scopus (acima) e expressão de pesquisa final obtida (abaixo) .....</b>	<b>72</b>
<b>Tabela 4-3</b>	<b>Termos, operadores e identificadores usados na pesquisa da base de dados do Espacenet (acima) e expressão de pesquisa final obtida (abaixo) .....</b>	<b>73</b>
<b>Tabela 6-1</b>	<b>Previsão da produção, demanda estimada e excedentes de petróleo no Brasil .</b>	<b>100</b>

## LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

AGO – *Atmospheric Gas Oil*

API – American Petroleum Institute

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

bcm – bilhões de metros cúbicos

BEV – *Battery Electric Vehicles*

BAU – *Business-as-usual Scenario*

boe/d – barris de óleo equivalentes por dia

BP – *British Petroleum*

BTX – Benzeno, Tolueno e Xileno

C<sub>2</sub> – hidrocarbonetos com 2 carbonos

C<sub>3</sub> – hidrocarbonetos com 3 carbonos

C<sub>4</sub> – hidrocarbonetos com 4 carbonos

C<sub>5</sub> – hidrocarbonetos com 5 carbonos

C<sub>5</sub><sup>+</sup> – corrente composta por pentano e compostos mais pesados, também chamada de gasolina natural

C<sub>6</sub> – hidrocarbonetos com 6 carbonos

C<sub>7</sub> – hidrocarbonetos com 7 carbonos

C<sub>8</sub> – hidrocarbonetos com 8 carbonos

C<sub>9</sub> – hidrocarbonetos com 9 carbonos

C<sub>8+</sub> – correntes com hidrocarbonetos de 8 carbonos ou mais

C<sub>9+</sub> – correntes com hidrocarbonetos de 9 carbonos ou mais

CAGR – *Compound Annual Growth Rate*

CDU – *Crude Distillation Unit*

CLG – Chevron Lummus Global

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

CPP - *Catalytic Pyrolysis Process*

CPP-1 - Modo de Operação de Máximo Propeno

CPP-2 - Modo Intermediário de Operação

CPP-3 - Modo de Operação de Máximo Eteno

COTC – *Crude Oil to Chemicals*

COVID-19 – *Coronavirus Disease 2019*

DCC - *Deep Catalytic Cracking*

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

EPO – European Patent Office

EUA – Estados Unidos da América

EV – *Electric Vehicles*

EVI – *Electric Vehicles Initiative*

FAO – *Food and Agriculture Organization*

FCC – Craqueamento Catalítico Fluido

FCEV – *Fuel Cell Electric Vehicles*

FGV – Fundação Getúlio Vargas

GEE – Gases de Efeito Estufa

GLP – Gás Liquefeito de Petróleo

HCC - *Heavy Oil Contact Cracking*

HEV – *Hybrid Electric Vehicles*

HS-FCC – *High Severity FCC*

IBP – Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás

IC – Inteligência Competitiva

IEA – *International Energy Agency*

MMt/a – milhões de toneladas por ano

MMT – milhões de toneladas métricas

Mtep – milhões de toneladas equivalentes de petróleo

NEITEC - Núcleo de Estudos Industriais e Tecnológicos

OCDE – Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico

OECD – *Organisation for Economic Co-operation and Development*

OPEC – *Organization of Petroleum Exporting Countries*

OPEP – Organização dos Países Exportadores de Petróleo XXX

p/p – concentração peso por peso

PAC<sup>PC<sub>h</sub></sup> - *Petrobras Advanced Converter for Petrochemicals*

PAC<sup>RC</sup> - *Petrobras Advanced Converter for Residue Cracking*

PD&I - Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação

PDE 2030 - Plano Decenal de Expansão de Energia 2030

PET – politereftalato de etileno



PFCC – FCC petroquímico

PHEV – *Plug-in Hybrid Electric Vehicle*

PJ – petajoule

PIB – Produto Interno Bruto

PNPB – Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel

Proálcool – Programa Nacional do Álcool

PTA – ácido tereftálico purificado

PVC – policloreto de vinila

PX – para-xileno

REATE 2020 – Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres

RenovaBio – Política Nacional de Biocombustíveis

RFCC – *Residue FCC*

RFS – *Renewable Fuel Standards*

RIPP - *Research Institute of Petroleum Processing*

SARS – *Severe Acute Respiratory Syndrome*

SDS – *Sustainable Development Scenario*

STEPS – *Stated Policies Scenario*

TC2C – *Thermal Crude to Chemicals*

THDA – hidrodesalquilação térmica de tolueno

VDU – *Vacuum Distillation Unit*

VE – Veículos Elétricos

VGO – *Vacuum Gas Oil*

WEO – *World Economic Outlook*

WOO – *World Oil Outlook*

ZSM – *Zeolite Socony Mobil-5*

## CAPÍTULO I – INTRODUÇÃO

### I.1 – Ambiente de Negócios

#### I.1.1 – Mercado de Petróleo

A indústria petrolífera lembrará 2020 como um dos anos mais turbulentos de sua história. No início do ano foram feitas comparações com a epidemia de SARS 2003-2004, mas a COVID-19 logo se tornou uma grande pandemia que afetou todos os países do mundo e provocou a mais severa retração econômica desde a Grande Depressão. De fato, medida em uma base anual, espera-se que a atividade econômica global diminua quase 4% durante 2020, enquanto as implicações para a demanda de petróleo têm sido ainda mais severas. Países inteiros, em todas as regiões do globo, enfrentaram *lockdown*<sup>1</sup> ou outras restrições durante vários meses. As medidas de saúde pública tomadas para conter a COVID-19 provocaram um forte declínio no uso de automóveis, na aviação civil em terra e na redução da atividade de construção e fabricação - resultando em um declínio sem precedentes na demanda por petróleo. Em nível global, a demanda caiu cerca de 17 milhões de b/d (mb/d) durante o segundo trimestre, em comparação com o mesmo período em 2019. Desde então, tem havido uma recuperação gradual na maioria dos países, embora muitas incertezas permaneçam (OPEC, 2020).

Similar às tendências do passado, o crescimento da demanda de petróleo será impulsionado por países não-OCDE, enquanto os países da OCDE provavelmente passarão de um crescimento positivo para uma trajetória negativa dentro dos próximos anos. Entretanto, o aumento da demanda em países não-membros da OCDE mais do que compensará as quedas na OCDE. Este em particular será o caso para a primeira metade do período previsto e resultará em um crescimento relativamente saudável da demanda. Na segunda parte, entretanto, o crescimento da demanda em vários países-chave não-OCDE irá desacelerar e levar a um período prolongado de platô de demanda de petróleo. Em termos muito amplos a níveis globais, várias formas de transporte e petroquímicos continuarão sendo as principais fontes de demanda incremental futura. (OPEC, 2020).

---

<sup>1</sup> Estado de isolamento ou restrição de acesso instituído como medida de segurança

Após o colapso da demanda em 2020, especialmente no segundo trimestre, quando foram introduzidos os bloqueios relacionados à COVID-19 na maioria dos países, espera-se que a demanda de petróleo se recupere parcialmente em 2021. O processo de recuperação também se estenderá até 2022 e 2023, especialmente nos setores de aviação e transporte rodoviário, antes que os aumentos anuais da demanda se estabeleçam a taxas mais moderadas para o restante do período de médio prazo. A discriminação deste padrão geral nas principais regiões é apresentada na Tabela 1-1 (OPEC, 2020).

**Tabela 1-1 Demanda de petróleo a médio prazo no caso de referência da *World Oil Outlook 2020***

Fonte: OPEC (2020)

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Growth 2019–2025
OECD Americas	25.6	23.3	25.1	25.5	25.7	25.7	25.7	0.1
OECD Europe	14.3	12.6	13.8	13.9	13.9	13.8	13.7	-0.7
OECD Asia Oceania	7.9	7.1	7.5	7.5	7.5	7.5	7.4	-0.5
<b>OECD</b>	<b>47.9</b>	<b>43.0</b>	<b>46.5</b>	<b>47.0</b>	<b>47.1</b>	<b>47.0</b>	<b>46.8</b>	<b>-1.1</b>
Latin America	6.2	5.8	6.1	6.2	6.4	6.5	6.6	0.4
Middle East & Africa	4.3	3.9	4.1	4.3	4.5	4.6	4.8	0.4
India	4.8	4.3	5.0	5.2	5.4	5.6	5.8	1.0
China	13.1	12.1	13.2	13.6	13.9	14.2	14.4	1.4
Other Asia	9.0	8.5	8.9	9.2	9.4	9.7	9.9	0.9
OPEC	8.7	8.2	8.6	8.8	9.1	9.3	9.5	0.8
Russia	3.6	3.2	3.4	3.5	3.6	3.7	3.7	0.1
Other Eurasia	2.0	1.8	1.9	2.0	2.0	2.1	2.1	0.1
<b>Non-OECD</b>	<b>51.8</b>	<b>47.8</b>	<b>51.2</b>	<b>52.8</b>	<b>54.3</b>	<b>55.6</b>	<b>56.9</b>	<b>5.1</b>
<b>World</b>	<b>99.7</b>	<b>90.7</b>	<b>97.7</b>	<b>99.8</b>	<b>101.3</b>	<b>102.6</b>	<b>103.7</b>	<b>4.0</b>

Após os anos turbulentos de 2020 e 2021, projeta-se que a demanda global de petróleo a médio prazo continuará aumentando a taxas anuais relativamente altas para atingir 103,7 mb/d até 2025. Os incrementos anuais serão relativamente altos especialmente durante 2022 e 2023, a 2,1 mb/d e 1,5 mb/d, respectivamente. Há duas razões principais para esta expectativa. A primeira está relacionada ao crescimento econômico "restaurado" durante esses anos, especialmente nos principais países em desenvolvimento. Até lá, o PIB na China e na Índia estará crescendo de 5,5% a 6,5% ao ano, respectivamente, complementado por um crescimento significativo em vários outros países asiáticos na faixa de 4% ao ano e no Oriente

Médio e África crescendo em média cerca de 3% ao ano. Apoiado por uma recuperação nos preços do petróleo, um crescimento econômico mais rápido também poderia ser esperado nos principais países produtores de petróleo, incluindo a OPEP (OPEC, 2020).

O restante do médio prazo será marcado por uma maior "normalização" do crescimento da demanda, onde as tendências e fatores de longo prazo suportarão níveis moderados de demanda incremental anual de pouco mais de 1 mb/d. O PIB global deverá continuar crescendo a 3,3% e 3,4% ao ano em 2024 e 2025, respectivamente, fornecendo uma base sólida para a demanda incremental de petróleo. As tendências da demanda prevalecentes no final do médio prazo também determinarão muito bem a transição para padrões de demanda de longo prazo. Isto está resumido na Tabela 1-2, que mostra uma divisão regional da demanda futura de petróleo para 2045. Em nível global, a demanda de petróleo deverá aumentar quase 10 mb/d no longo prazo, passando de 99,7 mb/d em 2019 para 109,3 mb/d em 2040 e para 109,1 mb/d em 2045 (OPEC, 2020).

**Tabela 1-2 Demanda de petróleo a longo prazo por região, no caso de referência da WOO 2020**

Fonte: OPEC (2020)

	2019	2020	2025	2030	2035	2040	2045	Growth 2019–2045
OECD Americas	25.6	23.3	25.7	24.8	23.1	21.2	19.3	–6.3
OECD Europe	14.3	12.6	13.7	12.9	12.0	11.1	10.2	–4.1
OECD Asia Oceania	7.9	7.1	7.4	6.9	6.4	5.8	5.2	–2.7
<b>OECD</b>	<b>47.9</b>	<b>43.0</b>	<b>46.8</b>	<b>44.6</b>	<b>41.5</b>	<b>38.0</b>	<b>34.8</b>	<b>–13.1</b>
Latin America	6.2	5.8	6.6	7.1	7.4	7.6	7.9	1.6
Middle East & Africa	4.3	3.9	4.8	5.5	6.2	6.9	7.6	3.3
India	4.8	4.3	5.8	7.2	8.6	9.9	11.1	6.3
China	13.1	12.1	14.4	15.5	16.2	16.7	17.1	4.0
Other Asia	9.0	8.5	9.9	10.9	11.7	12.4	13.0	3.9
OPEC	8.7	8.2	9.5	10.5	11.3	11.7	11.7	3.0
Russia	3.6	3.2	3.7	3.8	3.8	3.8	3.7	0.1
Other Eurasia	2.0	1.8	2.1	2.2	2.3	2.3	2.3	0.2
<b>Non-OECD</b>	<b>51.8</b>	<b>47.8</b>	<b>56.9</b>	<b>62.6</b>	<b>67.4</b>	<b>71.2</b>	<b>74.3</b>	<b>22.5</b>
<b>World</b>	<b>99.7</b>	<b>90.7</b>	<b>103.7</b>	<b>107.2</b>	<b>108.9</b>	<b>109.3</b>	<b>109.1</b>	<b>9.4</b>

Algumas observações em relação à demanda de petróleo a longo prazo são verificadas. Primeiro, as projeções atuais da demanda de petróleo para 2040 representam uma revisão para baixo de mais de 1 mb/d para os níveis projetados na WOO 2019 (*World Oil Outlook* 2019). A principal razão para esta mudança é a implicação persistente da crise da COVID-19. O efeito da queda do PIB em 2020 e da recuperação a médio prazo significa que o nível de atividade econômica durante a segunda metade do período da previsão será cerca de 6% menor do que o previsto na WOO 2019. Além disso, a diferença na demanda de petróleo em 2020 entre a WOO 2019 e o WOO 2020 é mais de 10 mb/d. Esta diferença é reduzida para menos de 2 mb/d em 2025, mas não se espera que seja totalmente eliminada durante o período da previsão. (OPEC, 2020).

Em segundo lugar, como já é o caso durante o médio prazo, as projeções de demanda de longo prazo mostram um quadro contrastante entre as duas principais regiões: demanda declinante de longo prazo da OCDE e demanda crescente nas regiões não-OCDE. De fato, espera-se que a demanda da OCDE se estabilize em torno de 47 mb/d durante 2022-2025. A partir daí, começa um declínio a longo prazo em direção ao nível de 35 mb/d até 2045, pois o crescimento populacional na região será muito baixo e o crescimento econômico a longo prazo permanecerá consistentemente abaixo de 2% ao ano. Em contraste, a demanda continuará a crescer na região não-OCDE. Impulsionada por uma classe média em expansão, altas taxas de crescimento populacional e potencial de crescimento econômico mais forte, a demanda de petróleo neste grupo de países deverá aumentar em 22,5 mb/d entre 2019 e 2045, atingindo o nível de 74,3 mb/d em 2045. Espera-se que o maior contribuinte para este aumento da demanda seja a Índia, adicionando cerca de 6,3 mb/d entre 2019 e 2045. (OPEC, 2020).

O *World Energy Outlook* 2020, da IEA, também projeta alguns cenários para a demanda futura de petróleo:

- O *Stated Policies Scenario* (STEPS) assume que os riscos significativos para a saúde pública estão sob controle ao longo de 2021, permitindo uma recuperação constante da atividade econômica. Este cenário incorpora a avaliação de todas as ambições e metas políticas que foram legisladas ou anunciadas pelos governos de todo o mundo. No STEPS, a demanda global de petróleo cresce em 5 mb/d em 2021 e retorna aos níveis pré-crise por volta de

2023. Posteriormente, a demanda aumenta em 0,7 mb/d por ano em média até 2030, embora os efeitos da pandemia de Covid-19 sobre a economia e o comércio signifiquem que a demanda em 2030 permanecerá menor em 2 mb/d do que no WEO-2019. Além de 2030, a demanda global de petróleo atinge um patamar, com o crescimento anual diminuindo para 0,1 mb/d por ano. Há muita incerteza em torno da forma da recuperação econômica, que pode vir a ser mais lenta do que o previsto no STEPS. Pelo lado da oferta, a produção apertada de petróleo dos EUA atinge um ponto alto no início dos anos 2030 e depois começa a diminuir à medida que os poços mais produtivos se esgotam. Há um crescimento modesto na produção de petróleo fora dos Estados Unidos, atingindo 2 mb/d em 2040, liderado por aumentos na Argentina e no Canadá. Há crescimento em alguns outros países fora da OPEP: por exemplo, a produção total de petróleo cresce 0,8 mb/d no México entre 2030 e 2040, à medida que a produção em águas profundas começa a crescer. Os Estados Unidos continuam sendo o maior produtor de petróleo nos STEPS até 2040. Entretanto, na década de 2030, a distância com a Arábia Saudita começa a diminuir, com a produção total dos EUA caindo mais de 2 mb/d entre 2030 e 2040, enquanto a Arábia Saudita está em uma trajetória gradual ascendente. A Arábia Saudita e outros membros da OPEP são algumas das principais fontes de crescimento da produção nos STEPS após 2030; a produção agregada da OPEP aumenta em 3 mb/d entre 2030 e 2040 (IEA, 2020).

- O *Sustainable Development Scenario* (SDS) é baseado nas mesmas perspectivas econômicas e de saúde pública que o STEPS, mas funciona de trás para frente a partir de metas climáticas, de ar limpo e de acesso à energia, examinando quais ações seriam necessárias para atingir essas metas. Os principais resultados que este cenário proporciona são extraídos das Metas de Desenvolvimento Sustentável das Nações Unidas: ação eficaz para combater mudança climática, mantendo o aumento da temperatura média global a "bem abaixo de 2 °C ... e esforços para limitar [a] 1,5 °C", como estabelecido no Acordo de Paris; acesso universal a serviços de energia acessíveis, confiáveis e modernos até 2030; e uma redução substancial na poluição do ar. As reduções bruscas no uso de petróleo em veículos de passageiros no SDS durante o

período até 2030 significam que a demanda global de petróleo nunca mais retorna ao pico de 2019. Embora a demanda por petróleo seja mais resistente em setores como o petroquímico, a demanda total de petróleo em 2030 é 12% menor do que em 2019 (IEA, 2020).

O *Energy Outlook* (BP *Energy Outlook* 2020) considera três cenários principais que exploram diferentes caminhos para o sistema energético global até 2050. O *Rapid Transition Scenario* (*Rapid*) apresenta uma série de medidas políticas, lideradas por um aumento significativo dos preços do carbono e apoiadas por medidas mais específicas do setor, que fazem com que as emissões de carbono provenientes do uso de energia caiam em cerca de 70% até 2050. Esta queda nas emissões está de acordo com cenários que são consistentes com a limitação do aumento da temperatura global em 2100 para bem abaixo de 2 graus Celsius acima dos níveis pré-industriais. O *Net Zero Scenario* (*Net Zero*) assume que as medidas políticas incorporadas no *Rapid* são acrescentadas e reforçadas por mudanças significativas no comportamento e preferências da sociedade, que aceleram ainda mais a redução das emissões de carbono. As emissões globais de carbono provenientes do uso de energia caem mais de 95% até 2050, em linha com uma série de cenários que são consistentes com a limitação dos aumentos de temperatura a 1,5 graus Celsius. O *Business-as-usual Scenario* (BAU) assume que as políticas governamentais, tecnologias e preferências sociais continuam a evoluir de uma forma e velocidade vistas no passado recente. A continuação desse progresso, embora relativamente lento, significa um pico de emissões de carbono em meados dos anos 2020. Apesar deste pico, pouco progresso é feito em termos de redução das emissões de carbono provenientes do uso de energia, com emissões em 2050 inferiores a 10% abaixo dos níveis de 2018 (BP, 2020).

O mercado global de combustíveis líquidos (petróleo, biocombustíveis e outros líquidos) transita à medida que a demanda de petróleo atinge picos e a oferta se desloca. A demanda por combustíveis líquidos na *Rapid* e *Net Zero* nunca se recupera totalmente da queda causada pela Covid-19, o que implica que a demanda de petróleo atingiu um pico em 2019 em ambos os cenários. O consumo de combustíveis líquidos cai significativamente em ambos os cenários, caindo para menos de 55 mb/d e cerca de 30 mb/d em *Rapid* e *Net Zero* respectivamente até 2050. A queda da demanda está concentrada no mundo desenvolvido e na

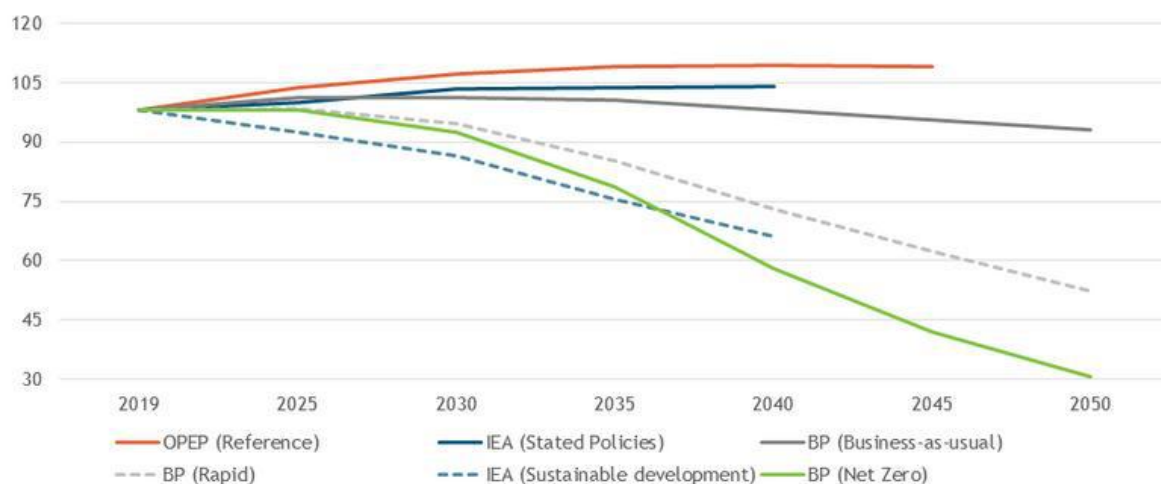
China, com o consumo na Índia, em Outros Países da Ásia<sup>2</sup>, e na África praticamente sem alterações como um todo em *Rapid*, mas caindo abaixo dos níveis de 2018, de meados da década de 2030 em diante em *Net Zero*. Em contraste, após se recuperar do impacto da Covid-19, o consumo de combustíveis líquidos no BAU é praticamente plano em torno de 100 mb/d durante os próximos 20 anos, antes de baixar para cerca de 95 mb/d até 2050. A demanda por combustíveis líquidos continua a crescer na Índia, Outros Países da Ásia e África, compensada pela tendência de declínio do consumo nas economias desenvolvidas. Apesar da fraqueza na demanda de petróleo, o *tight oil* dos EUA em *Rapid* se recupera do impacto da Covid-19 e se expande até o início de 2030, com este aumento na produção mais do que compensado pelas quedas na produção da OPEP. Posteriormente, a produção da OPEP se estabiliza amplamente à medida que as quedas na demanda global são amplamente compensadas pelas quedas na oferta de petróleo e outros produtos não pertencentes à OPEP nos EUA. Até 2050, os suprimentos não OPEP representam cerca de dois terços do declínio total do fornecimento de líquidos em *Rapid*. O *tight oil* dos EUA também cresce nos próximos 10 anos, mais ou menos, na BAU, compensado pelo declínio da produção da OPEP. O declínio da produção de *tight oil* dos EUA e outros produtos não OPEP a partir de meados da década de 2030 oferece margem para a OPEP aumentar sua produção, apesar do cenário de diminuição gradual da demanda. Em 2050, o nível de produção da OPEP na BAU é praticamente inalterado em relação a seu nível de 2018 (BP, 2020).

A Figura 1-1, elaborada pelo IBP, consolida os cenários de projeções de longo prazo de demanda de petróleo apresentados.

---

<sup>2</sup> Outros Países da Ásia, segundo o *BP Energy Outlook 2020*, incluem todos os países e regiões da Ásia não-OCDE, excluindo a China continental e a Índia.



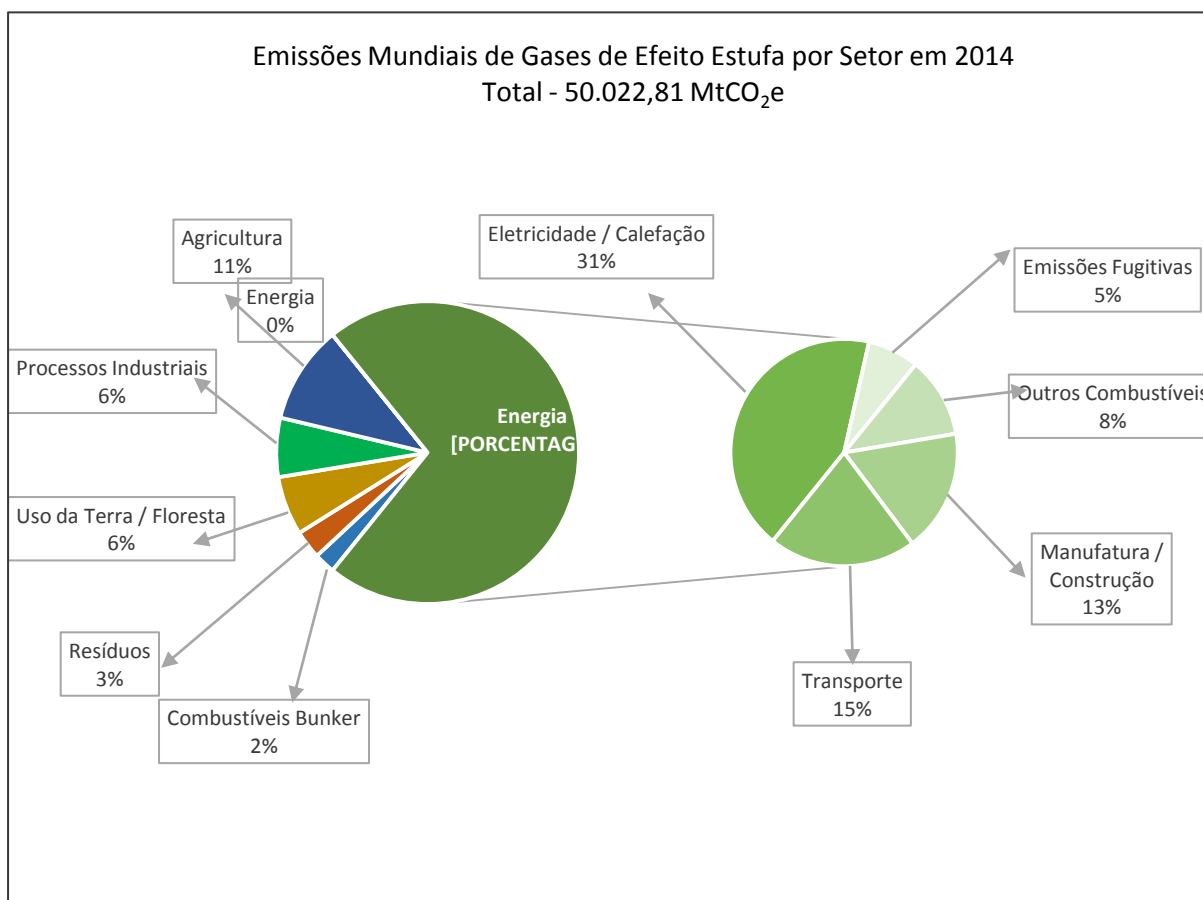


**Figura 1-1 Projeções de longo prazo de demanda por petróleo, em diferentes cenários**

Fonte: <https://www.ibp.org.br/observatorio-do-setor/snapshots/projecoes-de-longo-prazo-de-demanda-por-petroleo/>, em 08/11/2020.

### I.1.2 – Eletrificação das Frotas

Preocupações com as mudanças climáticas e o aquecimento global resultaram na recente formulação e adoção do Acordo de Paris por grande parte dos países do mundo, inclusive os maiores emissores de gases de efeito estufa (GEE) mundiais – EUA e China. A mensagem que o Acordo de Paris transmite é que o mundo está disposto a transformar sua maneira de gerar e consumir energia, investindo em fontes renováveis e em tecnologia para que sua geração e consumo se tornem cada vez mais sustentáveis. Neste sentido, descarbonizar o setor de transportes se torna uma peça fundamental para se atingir esse objetivo. A Figura 1-2 ilustra a participação do setor de transportes nas emissões de GEE mundiais no ano de 2014, sendo aquele que mais emite gases de efeito estufa após o setor de Eletricidade/Calefação (FGV ENERGIA, 2017).



**Figura 1-2 Emissões Mundiais de GEE por setor**

Fonte: WRI (2020)

Dentre os esforços para a descarbonização do setor, a eletromobilidade vem ganhando relevância pela sua maior eficiência energética, por reduzir emissões de GEE no ciclo de vida e por não emitir poluentes atmosféricos no escapamento dos veículos. Para a adequada compreensão do nível de emissão de GEE é importante considerar todo ciclo de vida dos veículos elétricos: produção, uso e destinação final (EPE, 2018).

Segundo a literatura, com relação à etapa de produção dos veículos elétricos não existem variações significativas nas emissões quando comparado aos de combustão interna, pois ambos são fabricados com os mesmos materiais, tais como aço, ferros, ligas metálicas, plásticos e borracha, em processos similares de montagem e produção. No entanto, a fabricação de baterias resulta em emissões de GEE adicionais, que no caso das de íon-lítio é estimado em cerca de 15% maior que veículos a gasolina de mesmo porte (NEALER *et al*, 2015 *apud* EPE, 2018).

A etapa de utilização dos veículos elétricos é a maior responsável pelas emissões de GEE do ciclo de vida, pois esta depende da intensidade de emissões da matriz elétrica de abastecimento. Logo, a substituição de veículos movidos a derivados de petróleo por veículos híbridos e elétricos somente representará uma diminuição na emissão de GEE se a geração elétrica utilizar fontes renováveis e/ou de baixo carbono. Assim como na etapa de produção, ao final da vida útil, as emissões associadas à destinação final dos veículos elétricos também são similares aos de combustão interna. Conforme o estudo de NEALER *et al.* (2015), as emissões de GEE provenientes das opções de destinação final das baterias não alteram significativamente o valor total do ciclo de vida (EPE, 2018).

Sendo assim, observa-se que a principal diferença nas emissões de GEE dos veículos elétricos em relação aos veículos a combustão interna estão relacionados à matriz elétrica de abastecimento e à bateria. Segundo NEALER *et al.* (2015), que considerou a matriz elétrica americana, a redução de emissão de GEE do ciclo de vida de veículos elétricos em comparação com veículos a gasolina foi cerca de 50% menor. Portanto, o potencial de redução de GEE na matriz elétrica brasileira pode ser muito maior pela elevada participação de renováveis (EPE, 2018).

Veículos elétricos (VEs ou EVs, da sigla em inglês *Electric Vehicles*) são aqueles que utilizam um ou mais motores elétricos, em parte ou completamente, para propulsão. O combustível dos veículos elétricos é a eletricidade, que pode ser obtida de diferentes maneiras: conectando diretamente à fonte externa de eletricidade, por meio de *plugs* ou utilizando cabos aéreos; recorrendo ao sistema de indução eletromagnética; a partir da reação do hidrogênio e oxigênio com água em uma célula de combustível; ou por meio da energia mecânica de frenagem (frenagem regenerativa, ao se frear o veículo). Essa eletricidade, em seguida, é armazenada em baterias químicas que alimentam o motor elétrico (FGV ENERGIA, 2017).

Nos veículos puramente elétricos, a propulsão é somente elétrica, não havendo motor a combustão. Nos veículos denominados *Battery Electric Vehicles* (BEV) – o tipo mais frequente de modelo puramente elétrico – a energia provém da bateria e a recarga é feita pela conexão à rede elétrica. Há ainda os *Fuel Cell Electric Vehicles* (FCEV) – cuja carga das baterias é feita por uma célula-combustível, normalmente a hidrogênio – e os trólebus – que, a

princípio, não dispõem de baterias, estando constantemente conectados à rede elétrica (VAZ *et al.*, 2015).

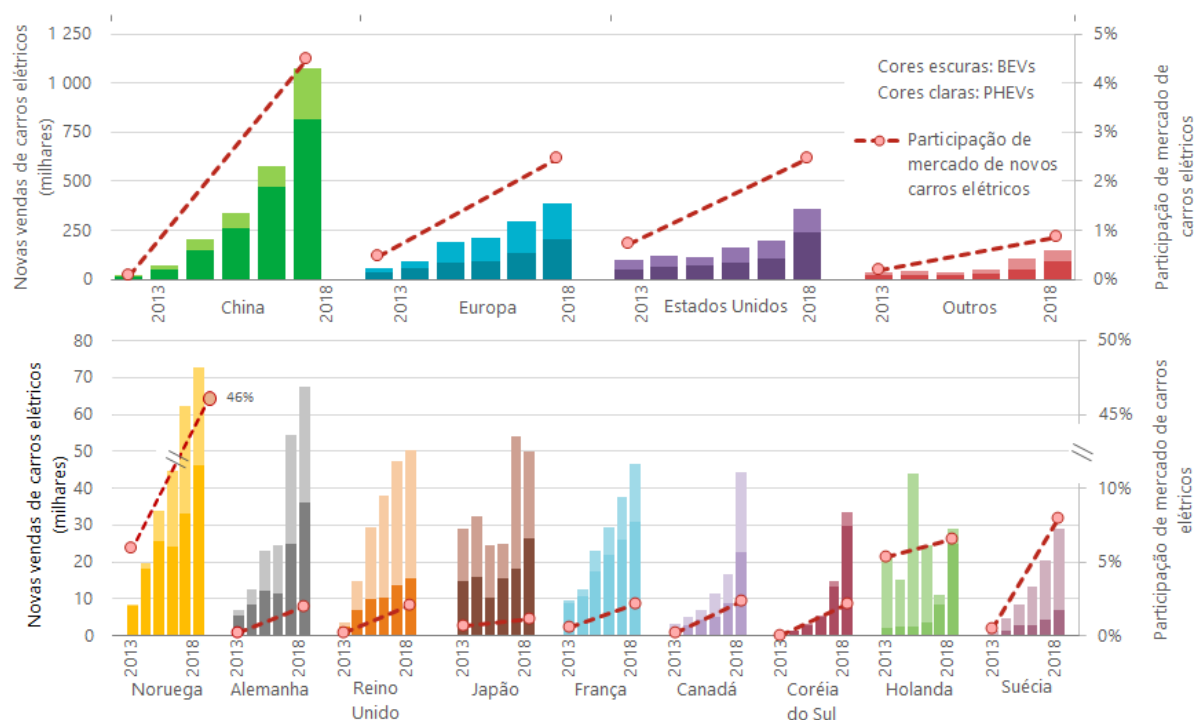
Os híbridos, por sua vez, são intermediários. Veículos híbridos (*Hybrid Electric Vehicles* – HEV) são aqueles que combinam um motor a combustão interna com um ou mais motores elétricos para propulsão. Por combinar os dois tipos, os motores têm menor porte que nas configurações plenas. A hibridização ocorre por meio de diferentes arquiteturas (série, paralelo) e níveis (micro, *mild*, *full*), amplamente discutidos na literatura. Em linhas gerais, quanto maior o nível de hibridização, maiores o motor elétrico, o alternador e a bateria e menor o motor a combustão. Os HEVs, contudo, não dispõem de estrutura para conexão à rede elétrica. Não há cabo nem conector para recarregar a bateria diretamente. A carga provém do próprio motor a combustão e de mecanismos como frenagem regenerativa, que recarregam a bateria. O usuário precisa, portanto, abastecer o veículo com combustível. Os veículos com a possibilidade de recarga diretamente da rede elétrica são denominados *Plug-in Hybrid Electric Vehicle* (PHEV). A diferença está nos componentes elétricos (como motor, alternador e bateria), que são ainda maiores e possibilitam a operação integralmente em modo elétrico, já que a bateria pode ser recarregada diretamente na rede. (VAZ *et al.*, 2015)

Os VEs fazem parte do grupo de veículos denominados “emissões zero”, pois quase não emitem poluentes (atmosférico e sonoro) na sua utilização. Além disso, a eficiência (capacidade do motor de gerar trabalho) de seus motores pode chegar a 80%, o que os torna muito mais eficientes do que os veículos equipados com motores à combustão interna, cuja eficiência energética situa-se entre 12% e 18%. Outra consequência de sua maior utilização é a redução da dependência dos combustíveis fósseis, em especial do petróleo (FGV ENERGIA, 2017).

O *Global EV Outlook 2019* explora o desenvolvimento futuro da mobilidade elétrica por meio de dois cenários: o *New Policies Scenario*, que visa ilustrar o impacto das ambições políticas anunciadas; e o *EV30@30 Scenario*, que leva em conta as promessas da Campanha EV30@30 da *Electric Vehicles Initiative* (EVI) de alcançar uma participação no mercado de 30% para os VEs em todos os modos, exceto os veículos de duas rodas, até 2030. No *New Policies Scenario* em 2030, as vendas de veículos elétricos no cenário global atingem 23 milhões e o estoque ultrapassa os 130 milhões de veículos (excluindo os de duas / três rodas). No *EV30@30 Scenario*, as vendas e o estoque de VEs quase dobram até 2030: as vendas

atingem 43 milhões e o estoque é superior a 250 milhões. A China mantém sua liderança mundial com 57% de participação no mercado de VEs em 2030 (28%, excluindo os duas / três rodas), seguida pela Europa (26%) e Japão (21%). No *EV30@30 Scenario*, os VEs representam 70% de todas as vendas de veículos em 2030 (42% excluindo veículos de duas ou três rodas) na China. Quase metade de todos os veículos vendidos em 2030 na Europa são veículos elétricos (em parte reflexo da aplicação de mais altas taxas de impostos sobre combustíveis fósseis). A participação projetada dos VEs em 2030 no Japão é de 37%, mais de 30% no Canadá e nos Estados Unidos, 29% na Índia e 22% no agregado de todos os outros países (IEA, 2019).

A frota global de carros elétricos ultrapassou 5,1 milhões em 2018, acima dos 2 milhões de 2017, quase dobrando a quantidade sem precedentes de novos registros em 2017. A China permaneceu como o maior mercado de carros elétricos do mundo, com quase 1,1 milhão de carros elétricos vendidos em 2018 e, com 2,3 milhões de unidades, representou quase metade do estoque mundial de carros elétricos. A Europa seguiu com 1,2 milhão e os Estados Unidos com 1,1 milhão de carros elétricos na estrada até o final de 2018 e um crescimento de 385.000 e 361.000, respectivamente, no mercado de carros do ano anterior, como apresentado na Figura 1-3. A Noruega permaneceu como líder global em termos de participação no mercado de carros elétricos com 46% de suas novas vendas de carros elétricos em 2018, mais que o dobro da segunda maior participação, a Islândia, com 17%, e seis vezes superior à terceira, a Suécia, com 8% (IEA, 2019).



**Figura 1-3 Vendas de carros elétricos e participação no mercado em países da EVI e Europa, no período 2013-2018**

Fonte: Adaptado de IEA (2019)

O crescimento projetado de VEs em todos os modos afetará o crescimento da demanda de petróleo para o transporte rodoviário. No *New Policies Scenario*, estima-se que o estoque global de EV projetado evite 127 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep) (cerca de 2,5 milhões de barris por dia [mb/d]) da demanda de derivados de petróleo em 2030. No *EV30@30 Scenario*, o estoque de EV desloca 215 Mtep (4,3 mb / d) da demanda de derivados de petróleo em 2030 (IEA, 2019).

### I.1.3 – Demanda dos Biocombustíveis

Tendo em vista o aumento do consumo dos derivados de petróleo, a provável redução das suas reservas e a fragilidade nas relações internacionais envolvendo os principais países produtores, existe uma preocupação crescente tanto com o aumento e a volatilidade dos

preços, como quanto às consequências do seu uso sobre as mudanças climáticas do planeta provocadas pelo efeito estufa (SALLET e ALVIM, 2011).

O principal acordo sobre mudanças climáticas é o Protocolo de Kyoto (1997), o qual estabelece metas para a redução de emissões de dióxido de carbono na atmosfera. O CO<sub>2</sub> é um dos principais gases de efeito estufa e uma das maneiras de reduzir sua emissão é mudar a matriz de produção energética, utilizando fontes de energia renováveis, mais eficientes e menos poluentes (SALLET e ALVIM, 2011).

Uma alternativa energética é a utilização de biocombustíveis, tanto do ponto de vista ambiental, como econômico e social. A conjugação de fatores, como o aumento dos preços do petróleo, a poluição ambiental e as alterações climáticas, está impulsionando o uso de biocombustíveis como uma alternativa de energia renovável e menos poluente capaz de fomentar o desenvolvimento de regiões agrícolas pobres (SALLET e ALVIM, 2011).

Segundo a ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis), biocombustíveis são derivados de biomassa renovável que podem substituir, parcial ou totalmente, combustíveis derivados de petróleo e gás natural em motores a combustão ou em outro tipo de geração de energia. (ANP, 2016a).

Os dois tipos mais comercializados de biocombustíveis são o etanol e o biodiesel. O etanol é uma substância química com fórmula molecular C<sub>2</sub>H<sub>5</sub>OH, produzida especialmente via fermentação de açúcares. É um biocombustível utilizado em motores de combustão interna com ignição por centelha (Ciclo Otto) em substituição especialmente à gasolina e em contraponto a outros combustíveis fósseis. São duas as formas de utilização do produto: na forma de etanol anidro, como componente de mistura na formação da gasolina, ou como etanol hidratado, comercializado como um combustível acabado. (ANP, 2016a).

O biodiesel é um combustível renovável obtido a partir de um processo químico denominado transesterificação. Por meio desse processo, os triglicerídeos presentes nos óleos vegetais e gordura animal reagem com um álcool primário, metanol ou etanol, gerando dois produtos: o éster e a glicerina. O primeiro somente pode ser comercializado como biodiesel, após passar por processos de purificação para adequação à especificação da qualidade, sendo destinado principalmente à aplicação em motores de ignição por compressão (Ciclo Diesel) (ANP, 2016b).

Como dito anteriormente, tanto o etanol quanto o biodiesel costumam ser produzidos a partir de matéria-prima de origem alimentícia. Esses biocombustíveis são conhecidos como biocombustíveis de 1ª geração, ou convencionais. Os processos de 1ª geração são baseados em tecnologias maduras, contando com equipamentos de processamento relativamente simples, investimento modesto por unidade de produção e podem alcançar economia favorável em menores escalas de produção. Eles representam a maior parte dos biocombustíveis comerciais produzidos (UNCTAD, 2013).

Porém, os biocombustíveis de 1ª geração têm limitações importantes, especialmente para países com disponibilidade limitada de terras agrícolas. Os principais problemas desses processos são a baixa eficiência da terra usada e o fato de que eles são dependentes em safras com uso duplo para fins energéticos e alimentares, o que aumenta os riscos relacionados à segurança alimentar e acessibilidade do alimento em questão. Com isso, se fez necessário encontrar alternativas aos processos de 1ª geração (UNCTAD, 2013).

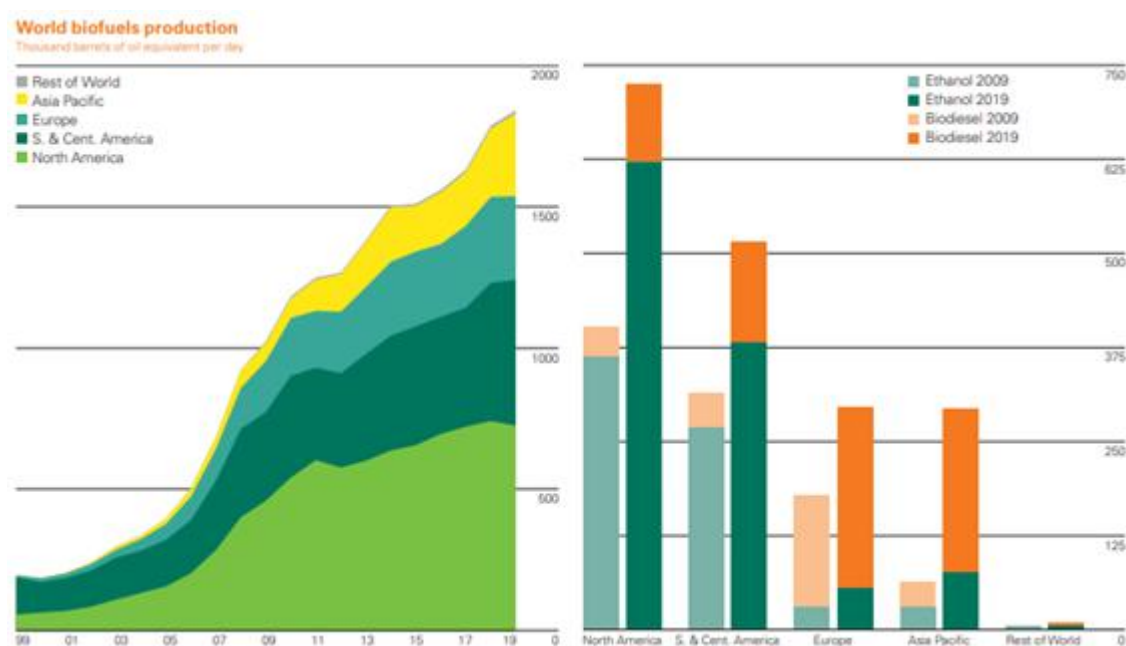
Os biocombustíveis de 2ª geração, ou avançados, são produzidos a partir de matéria-prima não-alimentícia, principalmente materiais lignocelulósicos. Suas vantagens em relação aos de 1ª geração são (UNCTAD, 2015):

- Uma quantidade muito maior de opções de matéria-prima;
- Menor competição no uso da terra;
- Maiores benefícios ambientais devido à possibilidade de usar as matérias-primas para alimentar o processo de conversão de biomassa em combustíveis.

Os biocombustíveis de 2ª geração começaram a ser produzidos em escala comercial em 2015 (NGUYEN *et al.*, 2017). Entretanto, esses ainda têm dificuldade de competir no mercado com os de 1ª geração. Um dos motivos para isso é que ainda há a competição pelo uso da terra uma vez que parte da biomassa cresce no mesmo clima que certas colheitas de alimentos. Fontes celulósicas que crescem ao lado de plantações de alimentos podem ser usadas para biomassa. No entanto, isso iria subtrair muitos nutrientes do solo e precisaria ser reabastecido por meio de fertilizantes, o que aumentaria os custos da produção. Por fim, o procedimento de fabricação é mais complicado do que os biocombustíveis de 1ª geração, pois é necessário liberar os açúcares aprisionados na biomassa. Isso envolve mais energia e materiais (DATTA *et al.*, 2019).



Segundo o *Statistical Review of World Energy* da BP (BP, 2020b), a produção mundial de biocombustíveis em 2019 foi de 1.842.000 de barris de óleo equivalentes por dia (boe/d), sendo 1.143.000 boe/d de etanol e 699.000 boe/d de biodiesel. Comparando os valores atuais com os do passado, tivemos um aumento de 847% em relação à 2009 (997.000 boe/d) e de 8365% em relação a 1999 (aproximadamente 196.000 boe/d). Esse crescimento foi possível graças a uma série de intervenções governamentais, como subsídios, políticas públicas e isenções fiscais, como veremos a seguir.



**Figura 1-4 - Gráfico de produção mundial de biocombustíveis 1999-2019 (esquerda) e comparação da produção mundial de etanol e biodiesel de 2009 a 2019 (direita)**

Fonte: BP (2020b)

- América do Norte

A produção total da América do Norte em 2019 foi de 726.000 boe/d (BP, 2020b). A maior parte desse valor vem dos Estados Unidos, que em 2003 se tornou o maior produtor de biocombustíveis, superando o Brasil (DW, 2015). O principal ato do governo americano foi a implementação do *Renewable Fuel Standards* (RFS1), cujo objetivo foi implementar 4 bilhões de galões de renováveis em combustíveis de transporte, valor esse que seria

incrementado ao longo dos anos (SORDA et al, 2010). A segunda parte desse ato (RFS2) aumentou os objetivos de biocombustíveis e aumentou o incentivo aos biocombustíveis de segunda geração, além de estipular novos critérios para uma produção mais ambientalmente sustentável (OECD-FAO, 2020).

Outros motivos para o aumento da produção de biocombustíveis foram as políticas que tinham como objetivo a redução na dependência de óleo e seus derivados, como por exemplo o *Energy Independence and Security Act*, que visava diminuir o consumo de gasolina em 20% e o *Biomass Program* que visava a redução de gasolina em 30% até 2030 e tornar biocombustíveis que usam matéria-prima celulósica mais competitivos no mercado (SORDA et al., 2010).

Por conta desses mandatos citados acima, de acordo com o OECD-FAO *Agricultural Outlook 2020-2029*, a produção de etanol dos Estados Unidos está prevista para aumentar 0,5% anualmente até 2029, fazendo com que as ações de produção do mesmo sofram uma redução de 48% para 45%, ainda assim mantendo sua posição como o maior produtor de etanol do mundo. A produção de biodiesel, por sua vez, está prevista para diminuir 0,1% anualmente nesse espaço de tempo.

- Américas Central e do Sul

A produção nas Américas Central e do Sul foi de 516.000 boe/d em 2019 (BP, 2020b). O Brasil é o maior produtor nessa região e é reconhecido como referência mundial no assunto, como veremos com mais detalhes adiante.

Outro país com participação relevante no mercado de biocombustíveis é a Argentina. Um dos atos feitos pelo governo argentino foi a criação da lei argentina de biocombustíveis, que obriga a gasolina e o diesel a terem uma fração de sua composição composta de biocombustíveis (SORDA et al, 2010). Esse valor era de 5% em 2010 e passou a 10% de biodiesel e 12% de etanol em 2019 (OECD-FAO, 2020).

- Europa

Na Europa, a produção foi de 296.000 boe/d em 2019, com destaques para a França e a Alemanha (BP, 2020b). A União Europeia implementou diversas diretrizes regulamentando e incentivando a produção de biocombustíveis, a principal sendo a diretiva 2009/28/EC, que determinou de seus membros um mínimo de 10% de biocombustíveis no transporte até 2020 (SORDA et al, 2010). Em 2018, esse número foi aumentado para 14% até 2030, com limitações para biocombustíveis de 1ª geração e incentivos para os de 2ª geração (OECD-FAO, 2020).

Segundo o IEA *World Energy Outlook* de 2020, o consumo total de energia no setor de transporte tem projeção de queda para diesel e gasolina em toda a União Europeia, o que acabará afetando negativamente a produção de biocombustíveis na região. Com isso, o *Agricultural Outlook* prevê um aumento no consumo de etanol de 0,1 bilhões de litros e uma redução no consumo de biodiesel de 1,7 bilhões de litros até 2029, o que fará com que a região continue como a maior produtora de biodiesel do mundo, mas com os valores das ações de produção caindo de 34% para 28%. No geral, o consumo de biocombustíveis está previsto para cair 0,7% anualmente até 2029, porém a de biocombustíveis avançados no mercado tem previsão de aumentar de 17% para 24% no mesmo período.

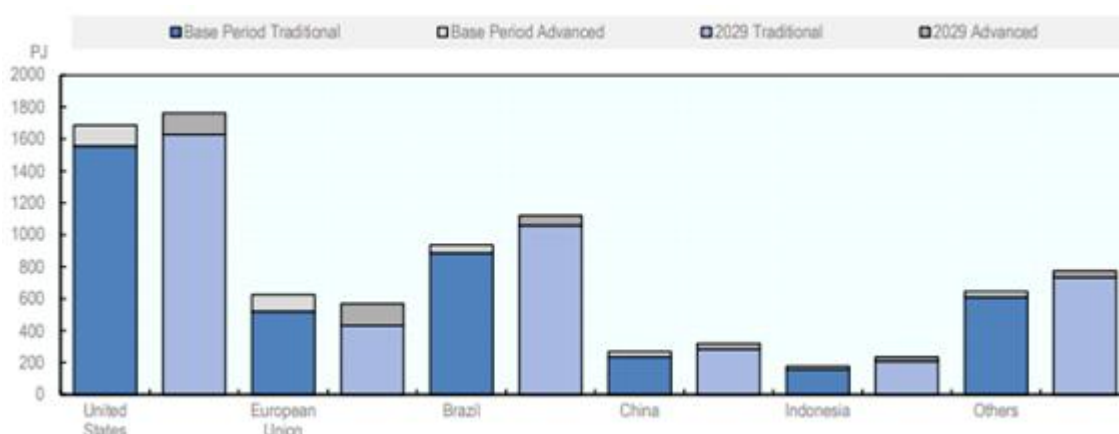
- **Ásia-Pacífico**

A região da Ásia-Pacífico teve uma produção de 294.000 boe/d em 2019, com destaques para a China e a Indonésia (BP, 2020b). As políticas de biocombustíveis na China focam principalmente na produção de etanol, pois a China é um dos principais exportadores de óleos vegetais e por isso, não tem muito interesse em subsidiar a produção de biodiesel. Em 2007, o governo chinês introduziu um plano de desenvolvimento de médio a longo prazo para energia renovável, que tem como objetivo aumentar o consumo de energia renovável para 15% até 2020 (SORDA et al, 2010). Em 2017, foi anunciado um mandato E10 (10% de etanol na gasolina) a ser implementado em 2020 com o objetivo de eliminar a quantidade excessiva de estoques de milho (OECD-FAO, 2020).

Porém, o *Agricultural Outlook* prevê que esse mandato não será possível de ser atingido até 2029. Essa previsão é corroborada pelo fato que no começo de 2020, esse mandato foi suspenso devido a uma queda acentuada nos estoques de milho do país e

consequente capacidade de produção limitada do biocombustível. (REUTERS; 2020a) Ainda assim, a previsão é de que a gasolina chinesa consiga manter pelo menos 2% de etanol até 2028 o que significaria um aumento de 2 bilhões de litros na produção de etanol.

Na Indonésia, foi introduzido em 2008 níveis mandatórios de consumo de biocombustíveis. O valor de biodiesel em 2010 era de 2,5% e tem o objetivo de chegar até 20% em 2025. Já o de etanol começou em 3% em 2010 e tem o objetivo de chegar até 15% em 2025. O principal motivo para essa evolução são os subsídios que o governo indonésio dá aos combustíveis. Com isso, as misturas de etanol e biodiesel são vendidas aos consumidores ao mesmo preço da gasolina e diesel puros (SORDA *et al.*, 2010). A previsão do *Agricultural Outlook* é de que a produção de biodiesel, principal biocombustível produzido na Indonésia, permaneça constante em 7 bilhões de litros até 2029.



**Figura 1-5 - Projeção da produção de biocombustíveis mundial.**

**Notas:** “Período base” = 2019; PJ = petajoule.

Fonte: OECD-FAO (2020)

- **Brasil**

O Brasil possui longa história com os biocombustíveis, datando desde 1973 com a implementação do Programa Nacional do Álcool (Proálcool). O Proálcool foi implementado devido às crises do petróleo na década de 70 e teve como objetivo limitar as restrições de oferta de energia, proporcionar uma demanda interna estável para o excesso de produção de cana-de-açúcar e contrabalancear as variações nos preços internacionais do açúcar (WALTER e CORTEZ, 1999).

A produção de biocombustíveis no país foi de 444.000 boe/d em 2019, sendo 357.000 boe/d de etanol e 87.000 boe/d de biodiesel (BP, 2020b). O etanol brasileiro nunca teve subsídios diretos em sua produção, mas o governo mantém tratamento preferencial da indústria do etanol em relação aos produtores de gasolina, que em geral pagam muito mais impostos que os produtores de etanol. Em relação ao biodiesel, em 2004 foi desenvolvido o Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel (PNPB), com o objetivo inicial de introduzir o biodiesel na matriz energética brasileira. O programa começou com 2% obrigatórios de biodiesel no diesel em 2008 (SORDA et al, 2010) e hoje em dia esse valor chegou aos 12% (ANP, 2020), mas esse valor foi reduzido provisoriamente para 10% devido à baixa oferta de óleo de soja, principal matéria-prima para a produção do biodiesel no país (REUTERS, 2020b). A previsão é que esse valor chegue a 15% em 2023, segundo a resolução nº 16 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) de 2018.

A previsão do *Agricultural Outlook* é de crescimento na produção de biocombustíveis para o Brasil até 2029, com uma previsão de aumento de 6 bilhões de litros de etanol. Isso se deve ao fato de que o país possui uma grande frota de veículos *flex*, que podem rodar tanto em uma mistura de gasolina e etanol (27% de etanol na gasolina) ou 100% etanol. Além disso, em 2019 passou a valer a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), que estabelece metas nacionais anuais de descarbonização para o setor de combustíveis, de forma a incentivar o aumento da produção e da participação de biocombustíveis na matriz energética de transportes do país.

#### **I.1.4 – Demanda de Petroquímicos**

Encontrados em uma vasta gama de produtos modernos, os produtos petroquímicos fazem parte da estrutura de nossas sociedades. Roupas, pneus, aparelhos digitais, embalagens, detergentes e inúmeros outros itens de uso diário são feitos de produtos petroquímicos (IEA, 2018a). Além de produtos essenciais para nossas vidas diárias, os produtos petroquímicos também são encontrados em muitas partes do sistema de energia moderno, incluindo painéis solares, pás de turbinas eólicas, baterias, isolamento térmico para edifícios e peças de veículos elétricos (IEA, 2018b).

Os petroquímicos são produtos químicos derivados do petróleo bruto, embora muitos dos mesmos compostos químicos também sejam obtidos de outros combustíveis fósseis, como carvão e gás natural, ou de fontes renováveis, como milho, cana-de-açúcar e outros tipos de biomassa. Uma das definições mais aceitas é de que petroquímicos são compostos de hidrocarbonetos orgânicos que não são usados como combustível (SPEIGHT, 2020).

A indústria petroquímica originalmente se desenvolveu paralelamente ao refino e, como resultado, os projetos petroquímicos compartilham muitas características em comum com as refinarias. Um dos principais objetivos de um refinador é garantir que a produção de produtos refinados de uma refinaria em particular corresponda à demanda do mercado. As refinarias estão especialmente focadas em satisfazer a demanda do mercado pelos três principais combustíveis para transporte, ou seja, gasolina, diesel e combustível para aviação. No entanto, o petróleo bruto é uma mistura extremamente complexa de componentes e, portanto, é quase impossível para um refinador corresponder exatamente à demanda do mercado e, como resultado, os refinadores muitas vezes têm dificuldade em encontrar mercados viáveis para todos os fluxos produzidos pela refinaria de combustíveis. A indústria logo descobriu que as frações do refino em dificuldades podem ser usados como matérias-primas de baixo custo que, com a tecnologia de conversão química certa, podem ser convertidos em materiais úteis e de maior valor agregado (CLEWS, 2016).

Os petroquímicos costumam ser provenientes de hidrocarbonetos leves, como propano, etano e butano, vindos de líquidos de gás natural, ou outros componentes separados do petróleo bruto, como a nafta - uma mistura de hidrocarbonetos líquidos inflamáveis. Após o processo de separação por destilação, hidrocarbonetos separados podem ser alimentados a uma instalação de fabricação conhecida como *cracker*. Este *cracker* funciona para quebrar ligações químicas em materiais de hidrocarbonetos, o que permite que eles sejam convertidos em produtos químicos mais úteis para a produção (HANANIA *et al.*, 2020).

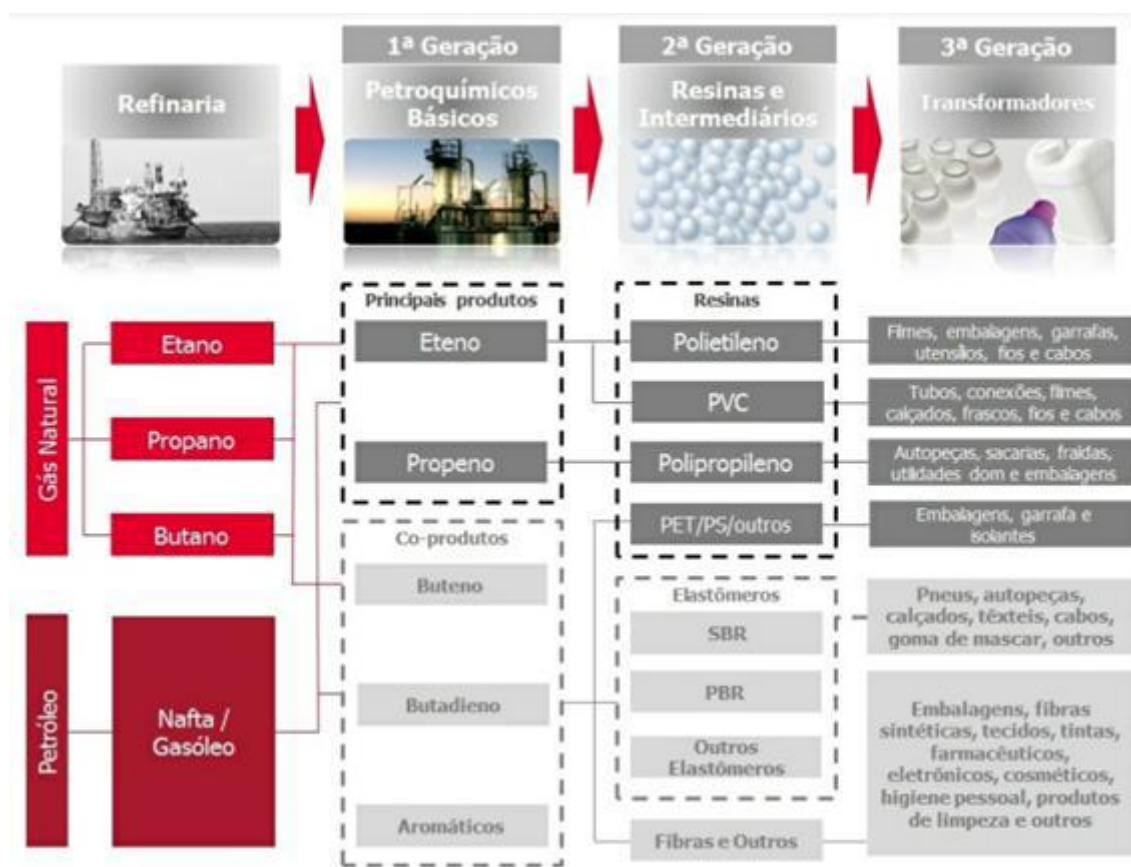
Os petroquímicos são divididos em três categorias:

Olefinas: São compostos alifáticos insaturados com fórmula  $C_nH_{2n}$ . Os principais componentes desse grupo são etileno, propileno e butadieno. O etileno é o petroquímico básico de maior volume e é a matéria-prima para a produção de muitos produtos, incluindo polietilenos, policloreto de vinila (PVC), poliestireno e politereftalato de etileno (PET). O propileno é usado para produzir polipropileno, óxido de propileno, poliuretanos e náilon. O

butadieno é usado para uma variedade de finalidades, incluindo para a produção de borracha sintética e elastômeros termoplásticos (CLEWS, 2016).

**Aromáticos:** Hidrocarbonetos aromáticos são moléculas que contêm uma configuração particular de ligações de carbono que são organizadas em uma estrutura tipo anel conhecida como anel de benzeno (BRITANNICA, 2020). O benzeno é o petroquímico aromático mais importante e é a matéria-prima do poliestireno, do náilon e dos poliuretanos. O tolueno é usado principalmente para produzir poliuretanos e fenol. Existem três xilenos significativos, nomeadamente para-xileno, orto-xileno e meta-xileno. O mais importante deles é o para-xileno, que é componente importante do politereftalato de etileno (CLEWS, 2016).

**Gás de Síntese:** O gás de síntese é uma mistura de hidrogênio e monóxido de carbono usada como fonte de vários produtos químicos importantes, incluindo hidrogênio, metanol e amônia. O gás de síntese também é usado para produzir combustíveis sintéticos usando a tecnologia Fischer-Tropsch (CLEWS, 2016).

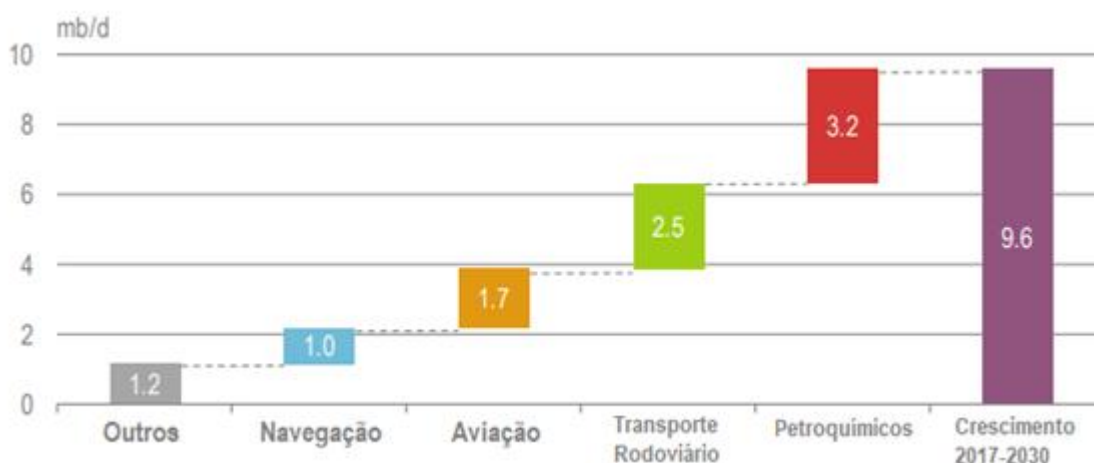


**Figura 1-6 - Cadeia produtiva da indústria petroquímica**

Fonte: BRASKEM (2016).

Sendo atualmente um dos principais componentes do sistema global de energia, a importância da petroquímica está crescendo ainda mais. A demanda por plásticos - o mais conhecido dos produtos petroquímicos - ultrapassou todos os outros materiais a granel (como aço, alumínio ou cimento), quase dobrando desde o início do milênio. Os Estados Unidos, a Europa e outras economias avançadas usam atualmente até 20 vezes mais plástico e até 10 vezes mais fertilizantes do que a Índia, a Indonésia e outras economias em desenvolvimento per capita, ressaltando o enorme potencial de crescimento em todo o mundo (IEA, 2018b).

De acordo com a IEA (2018b), os petroquímicos devem responder por mais de um terço do crescimento da demanda de petróleo até 2030 e quase a metade até 2050, à frente de caminhões, aviação e navegação. Ao mesmo tempo, as fontes atualmente dominantes de demanda de petróleo, especialmente veículos de passageiros, perdem importância graças a uma combinação de melhor economia de combustível, transporte público crescente, combustíveis alternativos e eletrificação de frotas. Os petroquímicos também deverão consumir 56 bilhões de metros cúbicos (bcm) adicionais de gás natural até 2030.



**Figura 1-7 - Demanda de óleo bruto até 2030**

Fonte: Adaptado de IEA (2018).

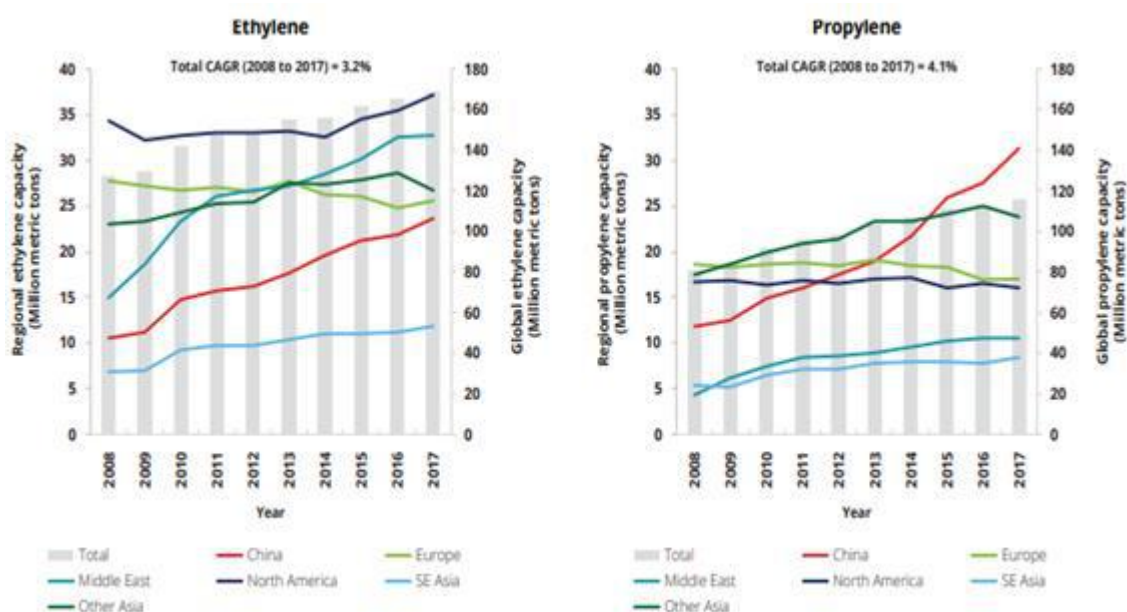
O BP Outlook (2019) faz uma previsão parecida acerca dos petroquímicos, afirmando que o uso do óleo com fins não combustíveis passará a ser a maior fonte de crescimento da



demanda de óleo para 2040, com um aumento de 7 mb/d para 22 mb/d. As justificativas para esse aumento vêm da aceleração do ritmo das melhorias na eficiência dos veículos e da maior inclusão de fontes alternativas de energia no sistema de transporte, que farão que a demanda por combustíveis líquidos estabilize ao longo dos próximos anos.

A combinação de uma economia global crescente, população crescente e desenvolvimento tecnológico se traduzirá em uma demanda crescente por produtos petroquímicos. Embora aumentos substanciais na reciclagem e esforços para reduzir os plásticos de uso único ocorram, especialmente liderados pela Europa, Japão e Coreia do Sul, esses esforços serão superados pelo aumento acentuado nas economias em desenvolvimento do consumo de plástico (bem como seu descarte). A dificuldade em encontrar alternativas é outro fator que sustenta o robusto crescimento da demanda geral por produtos petroquímicos (IEA, 2018b).

Em se tratando dos petroquímicos especificamente, a demanda destes, principalmente de etileno e propileno, cresceu substancialmente nos últimos anos. Para acompanhar o aumento da demanda, os players globais da petroquímica e de petróleo e gás trabalharam constantemente para aumentar essa capacidade de produção. A Figura 1-8 abaixo mostra a evolução da capacidade do etileno e do propileno entre 2008 e 2017, trazendo também o aumento por região (DICKSON et al., 2019).



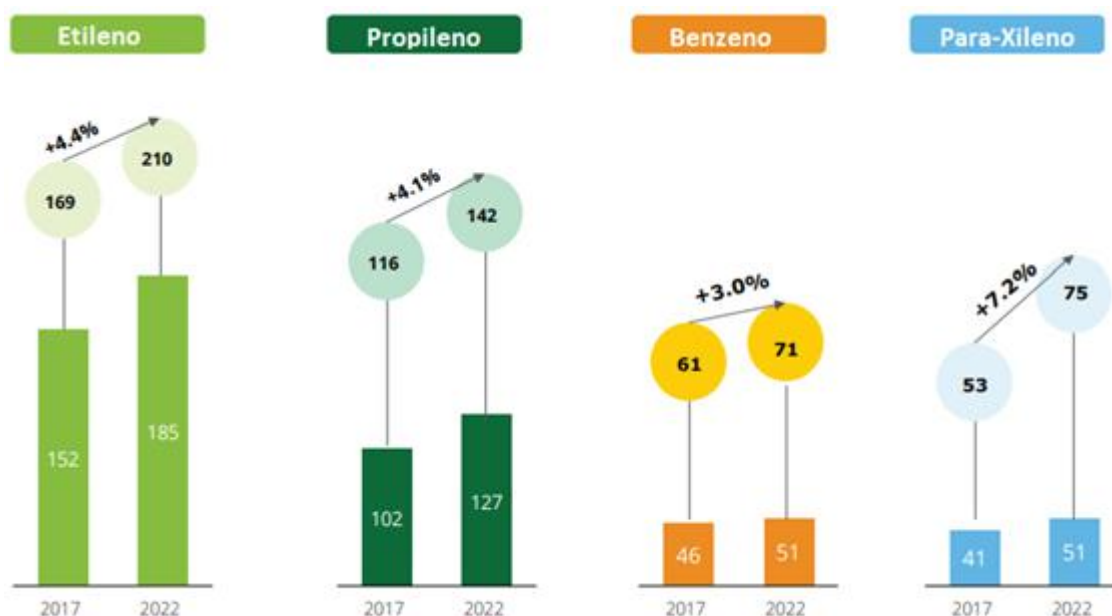
**Figura 1-8 - Tendências globais e regionais de crescimento da capacidade de etileno e propileno**

**OBS: CAGR (Compound Annual Growth Rate) - Taxa Composta de Crescimento Anual.**

Fonte: DICKSON *et al.* (2019)

A Deloitte (DICKSON *et al.*, 2019) prevê um crescimento anual da produção em, no mínimo, 3% até 2022 para os principais petroquímicos (etileno, propileno, benzeno e para-xileno), chegando até 7,2% para o para-xileno, como mostra a Figura 1-9. Além disso, a Figura 1-9 também mostra um aumento na demanda desses petroquímicos para 2022. Essas previsões pressupõem mercados finais de forte demanda, a partir dos quais todos os principais *players* petroquímicos poderiam continuar construindo e aumentando suas capacidades.

Porém, muitas das novas plantas petroquímicas entrando em operação dependem de líquidos de gás natural, principalmente etano, como matéria prima. O rendimento de propileno, butadieno e aromáticos são especialmente restritos quando o etano é usado como matéria-prima, uma vez que o rendimento do etileno é significativamente maior (cerca de 80 por cento) em relação a plantas que usam nafta, cujo rendimento de produtos químicos é mais equilibrado. Isso pode significar no futuro uma redução na capacidade de produção desses produtos. (DICKSON *et al.*, 2019)



**Figura 1-9 - Capacidade global de produtos petroquímicos e previsões de demanda, de 2017 a 2022**

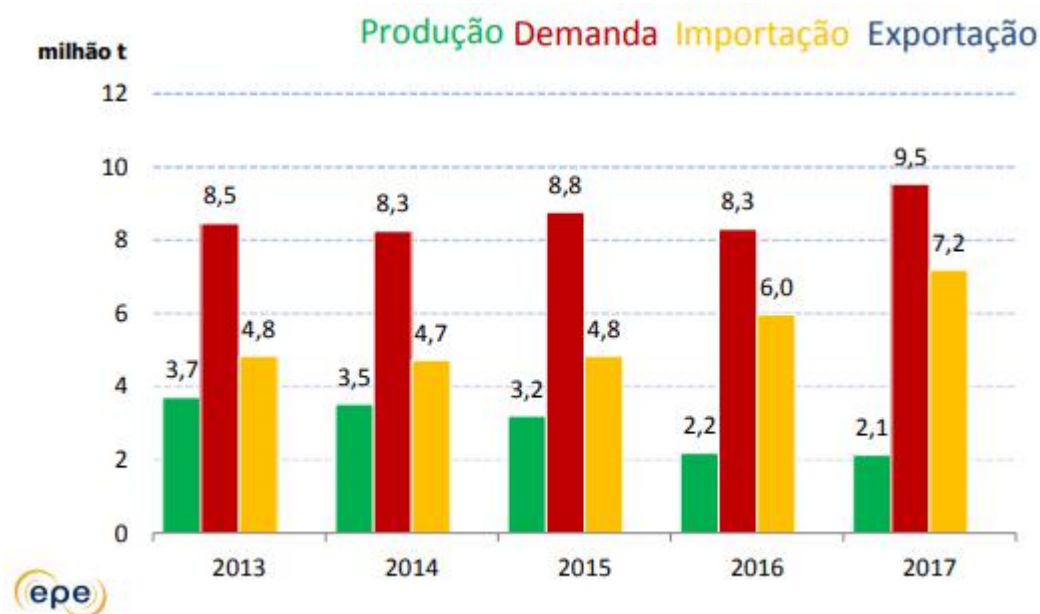
**OBS: Barras representam demanda total (em milhões de toneladas métricas - MMT) e círculos representam a capacidade total (em MMT)**

Fonte: Adaptado de DICKSON *et al.* (2019)

A história da petroquímica no Brasil começou no início dos anos 50, quando o plástico passou a ter uma demanda intensiva no Brasil. Em meio ao clima desenvolvimentista e modernizador do período, o consumo crescia rapidamente, sinalizando a necessidade de estabelecer uma indústria nacional capaz de atendê-lo. Até então, o país supria suas necessidades com importações. Atualmente, os principais polos petroquímicos, integrados às centrais de matérias-primas são: Polo de Capuava (SP), Polo de Camaçari (BA), Polo de Triunfo (RS) e Polo de Duque de Caxias (RJ), todos pertencentes à Braskem, que é a maior empresa do ramo na América Latina (BRASKEM, 2016).

Um dos principais investimentos realizados na área petroquímica foi o Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj), realizado pela Petrobras. Ainda em fase de projeto, o Comperj constituiria de uma unidade petroquímica de refino de 1ª geração e um conjunto de unidades de 2ª geração que funcionariam de forma integrada. Sua carga seria de 150 mil bpd de petróleo Marlim, um desafiante petróleo pesado com 19,6 °API e acidez naftênica, e seus principais produtos seriam o etileno, o propileno, o benzeno e o p-xileno. Entretanto, após o início da Operação Lava-Jato, diversas obras do complexo foram paralisadas sem previsão de retorno (MOREIRA, 2008; BARRIGA, 2020). Recentemente o projeto do Comperj foi alterado, passando a ter um foco no tratamento de gás natural, e teve seu nome rebatizado para Gaslub Itaboraí (PAMPLONA; 2020).

A capacidade de produção de etileno e propileno no Brasil é de 4,0 MMT e 2,8 MMT,



respectivamente, sendo todo o etileno produzido pela Braskem e o propileno sendo produzido pela Braskem (1,6 MMT) e Petrobrás (1,2 MMT) (EPE, 2018). Um dos principais problemas que a indústria petroquímica brasileira enfrenta é a alta dependência de matéria-prima importada. A nafta é a principal matéria-prima da cadeia petroquímica, com 92% de utilização, seguida pelo gás natural (com 8%) (BITTENCOURT, 2018). A produção nacional, advinda das refinarias da Petrobras, é inferior ao volume demandado, o que faz com que o Brasil seja um país majoritariamente importador (EPE, 2018).

**Figura 1-10 - Produção, demanda, importação e exportação de nafta petroquímica no Brasil**

Fonte: EPE (2018)

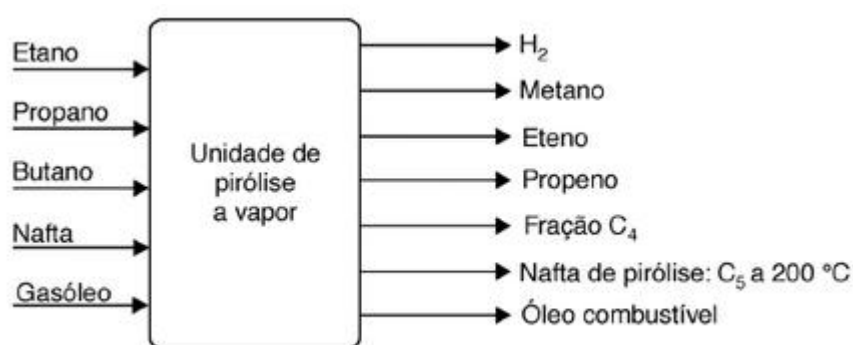
A previsão da EPE (2018) até 2026 é que a situação da nafta deve continuar a mesma, o que indica que a produção de petroquímicos deve se manter estável ao longo desses anos. Porém isso pode mudar dependendo da situação do Pré-Sal brasileiro. As reservas de gás natural presentes no Pré-Sal podem ser usadas para gerar uma quantidade maior de petroquímicos, principalmente etileno. Com o pré-sal, seria possível adicionar 1,3 milhão de toneladas por ano na oferta de eteno no mercado interno – um aumento de 30% em relação a capacidade de produção atual do produto (ABIQUIM; DELOITTE, 2018).

## CAPÍTULO II – TECNOLOGIAS CONVENCIONAIS DE PRODUÇÃO DE PETROQUÍMICOS BÁSICOS

### II.1 – Craqueamento a Vapor

Este processo consiste no craqueamento térmico de cargas líquidas ou gasosas, na presença de vapor d'água, a altas temperaturas ( $> 700\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) e em pressões relativamente baixas ( $< 200\text{ kPa}$ ), gerando os seguintes produtos: hidrogênio, metano, eteno, propeno, butenos, butadienos e hidrocarbonetos mais pesados ( $\text{C}_5^+$ ), sendo o eteno o principal produto (QUELHAS *et al.*, 2014).

Na Figura 2-1, estão representadas as possíveis correntes de entrada e de saída de uma unidade de pirólise a vapor. As principais reações do processo de pirólise para a obtenção de olefinas são a desidrogenação e o craqueamento. Na desidrogenação, são gerados olefinas, diolefinas, alcinos e compostos aromáticos, além do hidrogênio, enquanto no craqueamento são formados compostos com menores tamanhos de cadeia do que a carga, o que é importante, por exemplo, quando se processam naftas. Outras reações relevantes são as de condensação, que geram compostos naftênicos e aromáticos, que podem ser constituintes da nafta de pirólise, e as de polimerização, indesejáveis pela tendência à formação de coque (QUELHAS *et al.*, 2014).

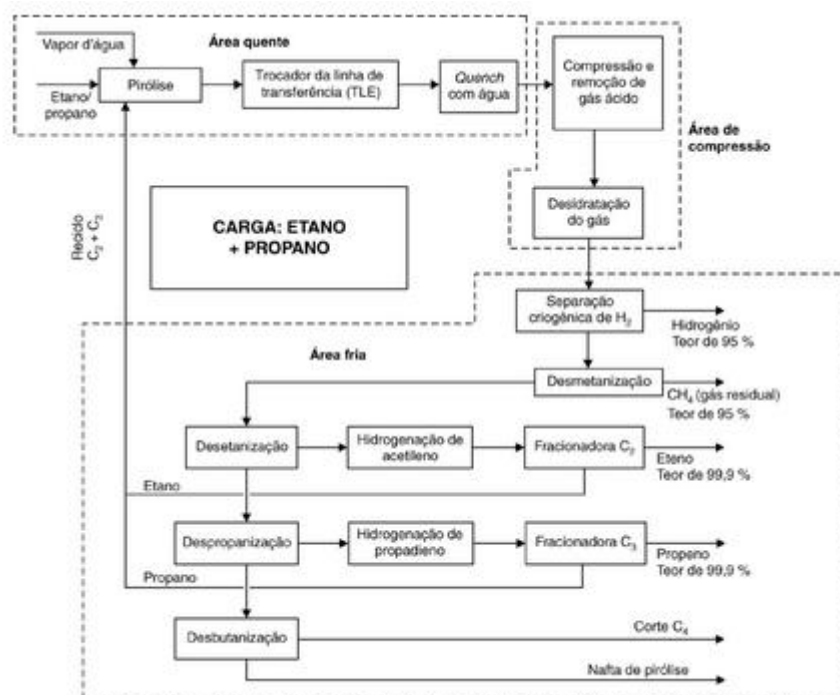


**Figura 2-1 – Correntes de entrada e saída de uma unidade de pirólise a vapor**

Fonte: QUELHAS *et al.* (2014)

### II.1.1 – Descrição do Processo

Nas Figuras 2-2 e 2-3, estão apresentados os diagramas de blocos de unidades de pirólise para cargas gasosas e líquidas, respectivamente, nos quais estão delimitadas as regiões designadas como área quente, área de compressão e área fria do processo. A área quente é a seção de pirólise em si, a área de compressão engloba os compressores e a desidratação do gás, enquanto a área fria é formada por muitos sistemas de separação, cujo



objetivo é a obtenção de produtos de elevada pureza (QUELHAS *et al.*, 2014).

**Figura 2-2 – Diagrama de blocos de unidade de pirólise de cargas gasosas**

Fonte: QUELHAS *et al.* (2014)



maximização da lucratividade da unidade de pirólise a vapor, que depende não só do rendimento de eteno e dos demais produtos como também dos custos energéticos associados. A severidade tem um efeito mais pronunciado no craqueamento de cargas líquidas do que no craqueamento de cargas gasosas. Em seguida, serão discutidos outros aspectos associados a cada uma das variáveis que definem a severidade do processo (QUELHAS *et al.*, 2014).

- Temperatura – a temperatura de reação é função da carga usada, uma vez que moléculas de maior tamanho de cadeia são craqueadas a temperaturas mais baixas do que as de cadeias mais curtas. Por exemplo, na pirólise do etano, as temperaturas utilizadas são de aproximadamente 800 °C, enquanto na pirólise de nafta e gasóleos são empregadas temperaturas na faixa de 675 °C a 700 °C. O inconveniente de se trabalhar com temperaturas muito elevadas é o aumento da taxa de deposição de coque, que reduz o ciclo de operação do forno (QUELHAS *et al.*, 2014).
- Tempo de residência – o tempo de residência é o tempo que a carga permanece dentro da serpentina do forno e depende da escolha do tipo de serpentina e do seu comprimento. Com a redução do tempo de residência, aumenta o rendimento de olefinas leves e diminui o rendimento de metano, de aromáticos e de óleo combustível. Por essa razão, o avanço tecnológico do forno que vem ocorrendo consiste, principalmente, em modificações na configuração da serpentina, que resultam na redução do tempo de residência da faixa de 0,5 s a 1 s para a faixa de 0,08 s a 0,25 s. A redução do tempo de residência influencia mais no rendimento de eteno e demais produtos em unidades de pirólise de cargas líquidas do que de cargas gasosas. Cabe ressaltar também que a escolha do tempo de residência está associada à escolha das demais variáveis de processo (QUELHAS *et al.*, 2014).
- Pressão – a pirólise é favorecida por baixas pressões. Em geral, um aumento da pressão resulta em uma redução do rendimento de eteno e propeno e em um aumento da nafta de pirólise, já que pressões muito elevadas favorecem as reações de condensação e, conseqüentemente, a formação de compostos aromáticos. A condensação também leva à formação de coque, que pode ser reduzida pela redução da pressão parcial dos hidrocarbonetos, por meio da



injeção de vapor d'água. As unidades mais modernas operam com pressões totais na faixa de 175 kPa a 250 kPa (QUELHAS *et al.*, 2014).

- Razão Vapor/Carga – o vapor d'água é usado para reduzir a pressão parcial dos hidrocarbonetos por efeito de diluição, aumentando a seletividade do processo para a produção de propeno e eteno e reduzindo a produção de nafta de pirólise e a formação de coque. A razão vapor/carga (ou razão de diluição) utilizada tende a ser maior para cargas mais pesadas, que apresentam maior tendência à formação de coque. É importante ressaltar que uma alta razão de diluição acarreta maior necessidade de geração e superaquecimento de vapor d'água e um maior consumo de água no resfriamento dos efluentes do forno (QUELHAS *et al.*, 2014).

## II.2 – Craqueamento Catalítico Fluido

O craqueamento catalítico fluido (FCC) é um dos processos de conversão mais importantes usados nas refinarias de petróleo. É amplamente utilizado para converter as frações de hidrocarbonetos de alto peso molecular e alto ponto de ebulição de óleos crus de petróleo em produtos mais valiosos, como gasolina, gases olefínicos e outros (SADEGHBEIGI, 2012). É o principal processo de produção de gasolina na refinaria: a gasolina FCC é uma mistura de alcanos, alcenos e aromáticos, com um número de octanagem relativamente alto. Os alcanos e alcenos são principalmente ramificados; os alcenos ramificados e os aromáticos contribuem para o alto número de octanagem (RIGUTTO *et al.*, 2007).

A Figura 2-4 mostra as correntes que entram e saem do processo de craqueamento catalítico fluido. As três principais etapas do processo são: Reação, Separação de Produtos e Regeneração (PINHEIRO *et al.*, 2012). A unidade FCC usa um catalisador “microesférico” que se comporta como um líquido quando está adequadamente fluidificado. O objetivo principal da unidade FCC é converter as frações de petróleo de alto ponto de ebulição (gasóleos) em combustíveis de transporte de alto valor (gasolina, combustível de aviação e diesel). A matéria-prima da FCC geralmente é a porção do óleo cru do petróleo que normalmente possuem pontos de ebulição na faixa de 330 °C a 550 °C (SADEGHBEIGI, 2012).

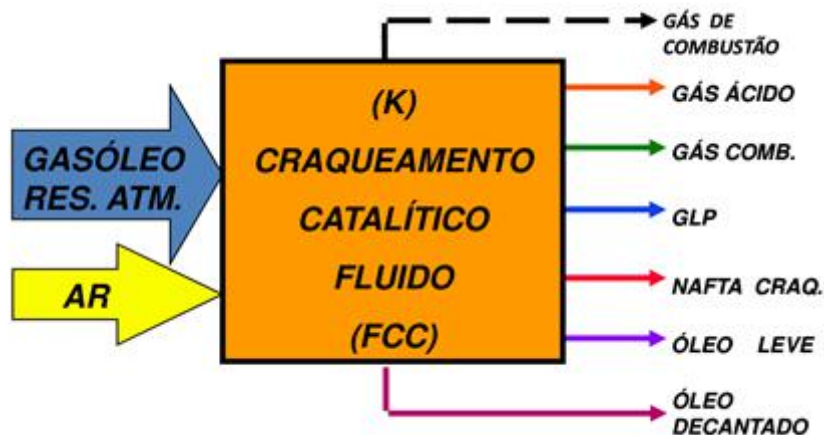


Figura 2-4 – Diagrama de blocos de uma unidade FCC

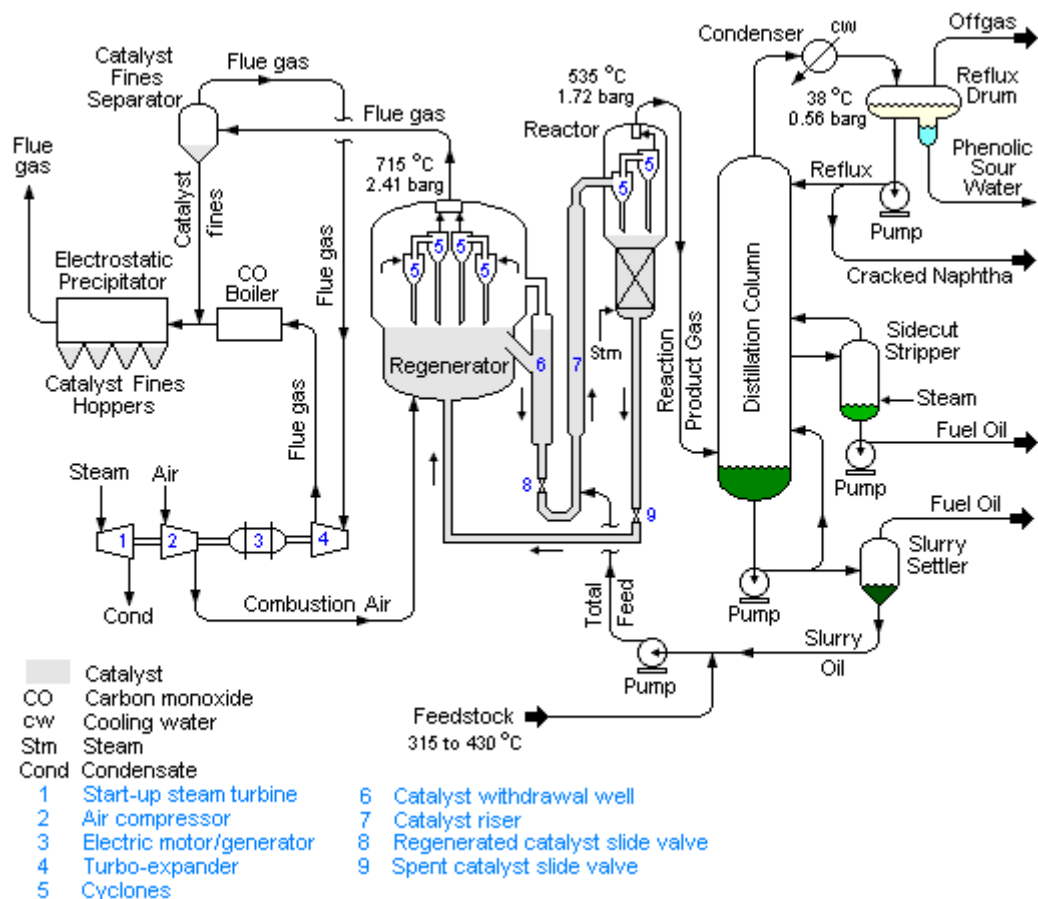
Fonte: PINHEIRO [s.d]

O aumento do mercado de produtos petroquímicos em todo o mundo e a baixa disponibilidade de nafta petroquímica e de gás natural levaram diversas empresas a pesquisar e desenvolver processos para a conversão de cargas mais pesadas em produtos petroquímicos básicos. Os processos catalíticos, chamados genericamente de FCC petroquímico (PFCC), têm por objetivo o aumento do rendimento em olefinas leves, com foco na maximização do propeno, que é a olefina com maior crescimento de mercado nos últimos anos. O desenvolvimento desses processos foi baseado no FCC tradicional, com modificações dos catalisadores e das principais variáveis de processo (temperatura, tempo de residência, razão catalisador/óleo, etc.) (QUELHAS *et al.*, 2014)

### II.2.1 – Descrição do Processo

O diagrama completo de uma unidade FCC é apresentado na Figura 2-5. O *riser* é onde a reação ocorre, no qual a alimentação pré-aquecida entra em contato com uma grande quantidade de catalisador fluidizado e com alta temperatura a uma pressão relativamente baixa (2-3 bar). A mistura é conduzida para o topo do *riser*, conforme a alimentação é vaporizada e a conversão da mistura subsequente se expande em vários segundos. Muito mais catalisador do que alimentação deve ser alimentado para o *riser* para alcançar as conversões necessárias. Como o coque é produzido junto com os produtos mais leves, o catalisador é desativado rapidamente. Após ser separado do produto no topo do *riser*, o catalisador chega ao *stripper* em temperaturas entre 500 e 540 °C (RIGUTTO *et al.*, 2007). O *stripper* é um equipamento que possui a função de separar e dessorver os gases de hidrocarbonetos que são

arrastados junto com as partículas de catalisador na saída do *riser*. Além de recuperar esses gases, ele tem a função de remover o coque da superfície do catalisador, impedindo que o balanço térmico da unidade de FCC seja alterado devido a queima excessiva e hidrocarbonetos no regenerador (THOMAZ et al, [s.d.]). Após a separação, o catalisador, que ainda contém tipicamente 0,8-1,3% em peso de coque, é alimentado ao regenerador onde o coque é queimado a temperaturas de cerca de 700 ° C. Isso requer um tempo de residência da ordem de minutos. Também gera vapor, porque o coque ainda contém algum hidrogênio. O vapor gerado pela combustão tem o efeito, essencialmente indesejado, de desaluminizar a estrutura do catalisador e degradar a cristalinidade do mesmo. Uma consequência é que o catalisador novo deve ser alimentado à unidade continuamente para substituir a corrente de catalisador gasto (RIGUTTO *et al*, 2007).



**Figura 2-5 – Diagrama de fluxo esquemático de uma unidade FCC**

Fonte: FLEXIM [s.d]

### II.2.2 – Variáveis de Processo

- **Temperatura:** A temperatura da reação costuma ficar na faixa de 496 à 565 °C. Esse valor depende das temperaturas do catalisador ao sair do regenerador e do pré-aquecimento da carga (SADEGHBEIGI, 2012). Como citado anteriormente, no regenerador ocorre a queima de coque no catalisador, promovendo a regeneração do mesmo. A queima também promove a liberação de uma grande quantidade de calor, que eleva a temperatura do catalisador regenerado até cerca de 650 a 740°C. Esse calor absorvido é a maior fonte de energia para o processo e é responsável pelo aquecimento, vaporização da carga e por fornecer a energia necessária às reações endotérmicas que acontecem no *riser* (ROSA, 2007). No FCC petroquímico, a temperatura de reação é de 560 a 580 °C para a maximização da produção de propileno e 600 a 660 °C para a maximização da produção de etileno (MOREIRA *et al.*, 2007).
- **Razão Catalisador/Óleo:** A variação da razão catalisador/óleo no *riser* afeta principalmente o rendimento de vários produtos. A taxa de fluxo do catalisador no reator aumenta com o aumento da razão catalisador para óleo. Devido à maior taxa de fluxo do catalisador, o número de locais ativos aumenta, aumentando a conversão da carga e o rendimento de gases combustíveis e aumenta a produção de coque (YADAV e GARG, 2017). A razão catalisador/óleo no *riser* pode variar, mas os valores estão frequentemente na faixa entre 6 e 9 (com base na massa) (RIGUTTO *et al.*, 2007). No FCC petroquímico, a razão catalisador/óleo é de 8-15 (p/p) para a maximização da produção de propileno e 20-30 (p/p) para a maximização da produção de etileno (MOREIRA *et al.*, 2007).
- **Tempo de Residência:** O tempo de residência da carga no *riser* é de 2 a 3 segundos, com base nas condições de saída do *riser*. O tempo de residência do catalisador é geralmente 1,5-2,5 vezes maior do que o da carga. O tempo de residência da carga acima do normal leva ao craqueamento térmico e reações catalíticas não seletivas. Essas reações levam à degradação de produtos valiosos, produzindo gás seco e coque em detrimento da gasolina e do GLP e devem ser evitadas (SADEGHBEIGI, 2012).

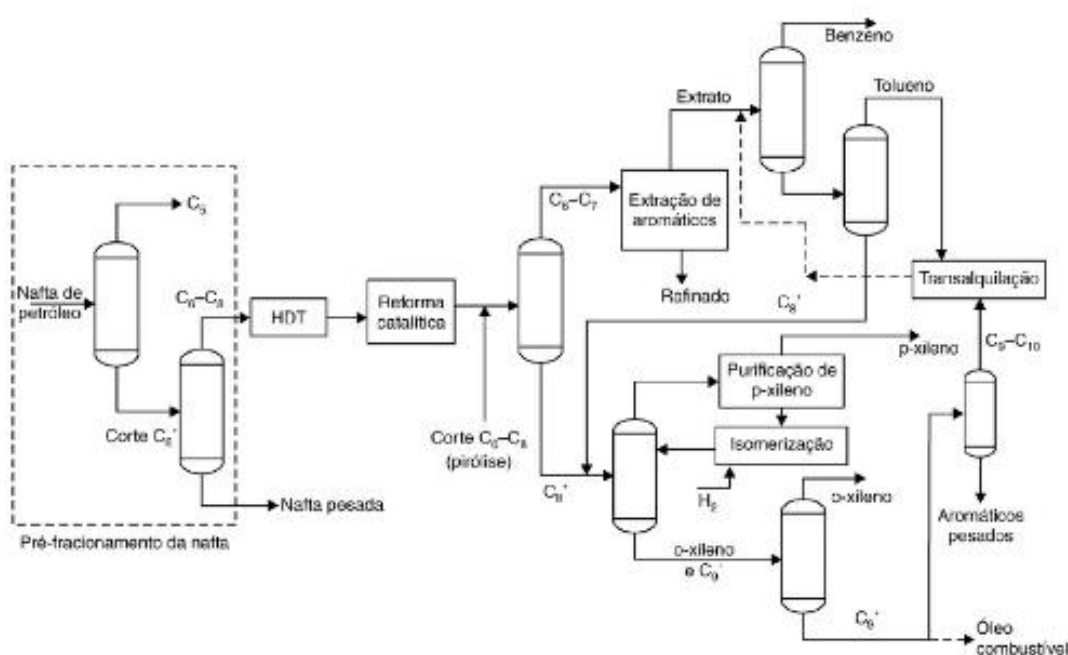
- Tipo de catalisador: O zeólito é o componente principal do catalisador de uma unidade FCC. Os zeólitos são aluminossilicatos cristalinos que possuem amplo uso industrial como catalisador, adsorvente e trocador de íons (AZIZI et al, 2014). No FCC, ele fornece seletividade de produto e grande parte da atividade catalítica. O desempenho do catalisador depende muito da natureza e da qualidade do zeólito. Existem dois tipos de zeólitos que são usados nos catalisadores FCC: Tipo Y e ZSM-5. O primeiro é o mais comumente usado nos FCC tradicionais. O ZSM-5 é um zeólito versátil que aumenta os rendimentos de olefinas e, portanto, é mais utilizado nos FCC petroquímicos (SADEGHBEIGI, 2012).
- Razão Vapor/Óleo: A principal função do vapor d'água adicionado ao reator é para a diminuição da pressão parcial da carga. A redução da pressão parcial do hidrocarboneto diminui a taxa de reação de craqueamento. Para unidades comerciais trabalhando com pressões de 2–4 bar, entretanto, a conversão pode parecer pouco afetada pela mudança de pressão. Por outro lado, uma pressão mais alta resulta em maior coque depositado sobre o catalisador, portanto, mais catalisador desativado e menor taxa de circulação do catalisador, compensando o aumento da taxa de reação. Os valores de razão vapor/óleo típicos numa unidade FCC são de 1 a 6% de vapor em relação à carga. Em relação à seletividade, observou-se que a diminuição da pressão parcial do hidrocarboneto em uma unidade FCC favorece o GLP e, em particular, olefinas leves, como propileno e butileno, portanto, a razão vapor/óleo numa unidade de FCC petroquímico será maior que numa unidade convencional (CORMA, *et al.*, 2017).

### II.3 – Complexo de Produção de Aromáticos

O complexo de produção de aromáticos é o conjunto de processos integrados com o objetivo de converter nafta de petróleo (de destilação direta, de hidrocrackeamento catalítico, ou de coqueamento retardado hidrotratada) em petroquímicos básicos como o benzeno, o tolueno e/ou os xilenos. A nafta de pirólise possui compostos aromáticos e é carga do complexo, sendo alimentada na etapa de purificação dos produtos da reforma. A configuração

do complexo de aromáticos pode assumir arranjos diversos, com diferentes produtos, dependendo do mercado consumidor a ser atendido. Um exemplo de complexo aromático está representado na Figura 2-6 (QUELHAS *et al.*, 2014).

A primeira etapa consiste no pré-fracionamento de nafta de petróleo para ajuste do corte da carga do processo de reforma catalítica, e é realizado em duas torres. A etapa seguinte é o hidrotratamento da carga, visando à retirada de impurezas que poderiam causar o envenenamento dos catalisadores dos processos a jusante. A corrente hidrotratada segue para a reforma catalítica. Esta unidade é a única no complexo que realmente cria anéis aromáticos. As outras unidades do complexo separam os vários componentes aromáticos em produtos individuais e convertem aromáticos indesejáveis em produtos adicionais de alto valor (JOHNSON, 2004).



**Figura 2-6 – Exemplo de esquema simplificado de um complexo aromático**

Fonte: QUELHAS *et al.* (2014)

A corrente rica em compostos aromáticos proveniente da reforma pode se juntar ao corte C6–C8 de nafta de pirólise hidrotratada. A corrente resultante passa então por um fracionamento, em que o corte C6–C7 (topo) segue para a seção de extração de aromáticos e o

corte C8+ (fundo) é direcionado para uma fracionadora de C8+, que, por sua vez, separa o corte C8 (topo) do corte que contém o ortoxileno e a fração C9+ (fundo) (QUELHAS *et al.*, 2014).

Na extração de aromáticos, a fração aromática, denominada extrato, é separada da fração não aromática, denominada refinado, usando-se um processo de extração líquido-líquido ou de destilação extrativa. O refinado pode ser utilizado como solvente parafínico ou como corrente para formulação de gasolina, ou pode ainda ser carga de uma unidade de pirólise. O extrato é fracionado em colunas de destilação simples, nas quais é possível a separação de benzeno, tolueno e mais pesados. Esses últimos são direcionados para a fracionadora de C8+ (QUELHAS *et al.*, 2014).

A fração mais leve da fracionadora da corrente C8+, constituída de uma mistura de xilenos, é direcionada para uma unidade de recuperação do paraxileno, por meio de cristalização ou adsorção. Após essa etapa, a corrente pobre em paraxileno, efluente da etapa anterior, alimenta uma unidade de isomerização catalítica, em presença de hidrogênio, onde ocorre um enriquecimento da carga nos isômeros paraxileno e ortoxileno. Adicionalmente, o etilbenzeno presente pode ser decomposto em benzeno e etano, ou pode ser convertido em xilenos, de acordo com o catalisador utilizado. Após a unidade de isomerização, a corrente volta para a fracionadora de C8+, de modo que o paraxileno e o ortoxileno formados sejam recuperados (QUELHAS *et al.*, 2014).

A fração mais pesada da fracionadora de C8+ segue para outra coluna, onde o ortoxileno é separado no topo. O fundo dessa fracionadora, constituído pela corrente C9+, pode ter dois direcionamentos: caso exista uma unidade de transalquilação, ela é enviada para mais uma fracionadora, onde os seguintes cortes são obtidos: C9–C10 (topo) e aromáticos pesados (fundo); caso contrário, ela pode ser utilizada na formulação de óleo combustível (QUELHAS *et al.*, 2014).

Quanto ao tolueno, em caso de baixa demanda de mercado desse produto, ele pode ser utilizado como reagente em processos de conversão, como a desproporção ou transalquilação. Na transalquilação, o objetivo é aumentar a produção de benzeno e de xilenos, a partir do tolueno e do corte C9–C10. Na desproporção, também ocorre a produção de benzeno e de xilenos, porém apenas o tolueno é carga desse processo. O processo de transalquilação gera um produto com maior razão xilenos/benzeno, comparativamente à desproporção. A corrente

efluente dessas unidades de conversão é direcionada para as fracionadoras de aromáticos, e a mistura de xilenos é recuperada no fundo da fracionadora de tolueno e então direcionada para a fracionadora de C8+ (QUELHAS *et al.*, 2014).

Quando o objetivo do complexo for aumentar a produção de benzeno, uma opção é usar a hidrodessalquilação térmica de tolueno (THDA), que remove o radical metil do tolueno e produz benzeno e metano, a partir de um craqueamento térmico na presença de hidrogênio (QUELHAS *et al.*, 2014).



### CAPÍTULO III – PRINCIPAIS TECNOLOGIAS *CRUDE OIL TO CHEMICALS* (COTC)

O objetivo deste capítulo é dar um panorama das principais tecnologias de COTC encontradas na literatura especializada.

#### III.1 – Processo BASF

O objetivo do processo era produzir olefinas leves e aromáticos (BTX) sem resíduos. O óleo combustível e o coque gerados no processo foram eliminados por combustão, fornecendo calor ao processo, como em uma unidade de FCC. Esta tecnologia teve suas raízes no processo Winkler para gaseificação de linhito (CORMA *et al.*, 2017).

(a) Processo *Fluidized Bed Cracking*. Nesta primeira implementação, as partículas de coque foram utilizadas como transportador de calor. A geração de calor e o craqueamento do petróleo bruto eram realizados no mesmo leito fluidizado. Na parte inferior, foi introduzido oxigênio para queimar parcialmente o coque. A combustão é uma reação rápida, portanto todo o oxigênio foi consumido 1 a 2 metros acima da grade de injeção. Na parte superior do leito fluidizado, tanto o óleo cru quanto o óleo pesado reciclado eram injetados com vapor. Algum material catalítico pode ser usado em pequenas quantidades para controlar as emissões, como no regenerador do FCC. Um problema do processo era manter a quantidade correta de partículas de coque com tamanho e forma apropriados gerados dentro do processo, independentemente do óleo cru empregado. Portanto, era necessário um controle cuidadoso da combustão do coque. A fluidização garantiu uma boa homogeneidade de temperatura no leito entre a parte superior (craqueamento do petróleo bruto) e a parte inferior (combustão), apesar da enorme necessidade de calor. Foram obtidos rendimentos de até 40% em massa de olefinas C2-C4 com vários óleos brutos a temperaturas de processamento de 725-740 °C, com 20-24% em massa de etileno. Se necessário, o excesso de coque pode ser recuperado, assim como uma fração de naftaleno do óleo de pirólise leve. Uma unidade comercial produzindo 40.000 tpa de etileno foi administrada durante vários anos na Alemanha (CORMA *et al.*, 2017).

(b) Processo *Fluid Flow Cracking*. Um segundo processo foi desenvolvido com um projeto semelhante ao do FCC. Em vez de partículas de coque, um material de óxido inorgânico é usado como transportador de calor, e este está em constante circulação entre os vasos do reator e do regenerador. A tecnologia *riser* ainda estava para ser desenvolvida, e a

necessidade de manter o curto tempo de residência do gás para evitar o recraqueamento levou ao projeto original do reator. A alta velocidade do gás e um transportador de calor bruto (0,3-2 mm) foram usados em um reator com uma relação altura-diâmetro incomum de menor que um. O espaço livre acima do leito foi minimizado. Uma zona superior de desacoplamento foi colocada acima do reator para minimizar o arraste de partículas e rapidamente resfriar o gás craqueado. O coque e a fuligem formados no processo de craqueamento foram então queimados no regenerador, juntamente com os óleos pesados reciclados, a temperaturas acima de 900 °C. Foi relatada uma taxa de reciclo de sólidos para entrada de óleo cru de 10-15. Os rendimentos foram similares aos do processo *Fluidized Bed Cracking*, com rendimentos ligeiramente mais altos de etileno devido a uma temperatura operacional mais alta. Enquanto o processo *Fluidized Bed Cracking* era mais simples em projeto (um reator, sem transferência de catalisador), exigia um reator maior do que o processo *Fluid Flow Cracking*. Os produtos gasosos foram contaminados com CO e CO<sub>2</sub> da combustão do coque. Além disso, produziu mais subprodutos, que podem ser utilizados para produzir gás de síntese para alimentar uma planta de amoníaco. De forma contrária, o processo *Fluid Flow Cracking* poderia ser executado em temperatura mais alta, maximizando o rendimento de etileno (CORMA *et al.*, 2017).

### III.2 – Processo KK

As pesquisas começaram em 1964 na Universidade de Tóquio com um reator de 3 cm de diâmetro interno, e foi selecionado um sistema com leito fluidizado de partículas de coque que circulam entre um reator e um regenerador. Um bico de alimentação especial foi projetado para evitar a deposição de coque, semelhante em seu conceito aos bicos pulverizadores. O óleo cru foi pré-aquecido a 400 °C, e as partículas de coque de contato em um reator de leito fluido foram mantidas a 750-800 °C. As partículas de coque foram regeneradas a temperaturas próximas a 1000 °C. O óleo residual do processo pode ser reciclado para o regenerador para fornecer calor adicional ou queimado separadamente para manter o equilíbrio térmico. Uma série de artigos detalha os resultados com vários petróleos, assim como vários cortes de petróleo, em uma tentativa de dar um guia para otimização de processos dependendo do petróleo bruto. Cinco empresas japonesas (Chiyoda, Toyo Soda, Maruzen, Mitsui, Mitsubishi) em parceria com a Agência Japonesa de Ciência e Tecnologia Industrial desenvolveram ainda mais o processo. Rendimentos de etileno de 22 a 32% em

massa foram obtidos a 800 °C e relação de 1:1 de vapor pra óleo dependendo do petróleo. Petróleos parafínicos tendem a gerar mais olefinas leves. Rendimentos de propileno de 7-13% em massa foram obtidos com petróleos a 800 °C, sendo os máximos rendimentos alcançados com o menor tempo de residência de gás possível (CORMA *et al.*, 2017).

### III.3 – Processo Ube

No final dos anos 60, Ube também desenvolveu um processo baseado em um leito fluido de partículas de óxido inorgânico (mulita). Estudos anteriores mostraram que um tempo de residência de 0,2-0,3 s e temperaturas de 830-880 °C foram ótimas para a produção de etileno, de modo que foi realizado um projeto de leito de jorro. O petróleo bruto foi injetado no fundo do leito de sólidos, forçando a circulação do gás através do leito. Foram atingidas velocidades de gás de 25-35 m.s<sup>-1</sup> no jato de gás, enquanto a velocidade superficial do gás dentro do leito foi mantida em torno de 6-7 m.s<sup>-1</sup> através do gás de fluidização (vapor mais oxigênio) alimentado através de um distribuidor de gás em forma de funil, que sustentou o sólido. Foram utilizadas partículas grosseiras de tamanho 1,5-4 mm. O calor para o processo foi fornecido pela combustão parcial do petróleo pelo oxigênio alimentado por baixo do leito sólido. O gás craqueado do reator foi resfriado com água ou gasolina. O *quencher* (resfriador rápido) foi um leito fluido de partículas acima do reator de fluxo de jato, mantido a 350-400 °C. O coque formado sobre as partículas sólidas nesta seção foi queimado em um regenerador a 800-900 °C, resfriado e devolvido ao *quencher*. O custo de produção de olefinas foi estimado em 25-30% mais barato do que no craqueamento a vapor de nafta. Operando a temperaturas muito altas, o rendimento de etileno e o total de olefinas leves próximos a 30% e 50% em massa, respectivamente, puderam ser obtidos (CORMA *et al.*, 2017).

### III.4 – Craqueador de Areia da Lurgi

Lurgi projetou este processo originalmente para o petróleo bruto, embora por razões econômicas a alimentação tenha sido deslocada para a gasolina (na época em que a gasolina era produzida em excesso pelas refinarias). A areia foi utilizada como um transportador de calor com uma configuração semelhante ao do processo de craqueamento catalítico. Várias patentes estão relacionadas ao processo. Após aquecimento a 350-400 °C e mistura com vapor

de calor residual, os hidrocarbonetos entram em contato com areia a uma temperatura de 700-850 °C, dependendo da matéria-prima e da relação propileno/etileno desejada. O leito fluidizado foi mantido a uma faixa estreita de temperatura, e o tempo de permanência do gás foi ajustado em 0,3-0,5 s. O gás craqueado foi então separado da areia por ciclones, e depois resfriado a 150 °C. A utilização de cortes mais pesados do que a nafta exigiu algumas melhorias: foram realizadas lavagens de óleo no sistema de recuperação de calor para minimizar a obstrução, enquanto o efluente do reator foi resfriado com gasolina para minimizar as reações secundárias que produzem mais aromáticos às custas das olefinas. A areia foi alimentada a uma temperatura 100-150 °C mais alta do que a temperatura do reator. O coque da operação foi depositado sobre a areia como uma película. O coque, junto com o combustível pesado reciclado do processo, foi queimado em um reator de elevação atuando como um regenerador. A areia foi então armazenada em uma tremonha acima do reator principal. Devido à temperatura muito alta, todos os equipamentos foram munidos com revestimento refratário. A taxa de circulação da areia foi aproximadamente 20 vezes a de alimentação no reator. Outros transportadores de calor foram testados como o coríndon, o que reduziu em uma ordem de grandeza as perdas sólidas, mas que não compensou o custo mais alto do material. Alguns testes também foram realizados com materiais catalíticos não revelados. Enquanto o rendimento das olefinas permaneceu praticamente inalterado, isto estimulou a produção de hidrogênio e CO. A operação a temperaturas mais baixas também foi conduzida para aumentar a produção de propileno, ou desidrogenar o propano para atingir alta seletividade (80% a 50% de conversão por passagem) (CORMA *et al.*, 2017).

### III.5 – Craqueamento Térmico Regenerativo (Stone & Webster)

A Gulf e a Stone & Webster projetaram um processo com um sólido inerte de tamanho semelhante aos catalisadores de FCC que circulam entre um reator e um regenerador. Ele foi projetado para óleos pesados, mas também pode manusear petróleo brutos. Para manter um tempo de residência muito curto, ou seja, na ordem de 0,25 s, foi desenvolvido um projeto de *downer*<sup>3</sup>. A zona de mistura gás-sólido foi cuidadosamente projetada para garantir uma boa mistura, e o projeto serviu como base para um processo *downer* com curto tempo de contato

---

<sup>3</sup> Reator gás-sólido, no qual o gás e os sólidos escoam ambos em forma descendente, possuindo tempo de residência mais curto e uniforme que no reator *riser*.

de craqueamento catalítico de gasóleo de vácuo, ou VGO (do inglês *Vacuum Gas Oil*, derivado do petróleo gerado a partir de uma destilação a vácuo do resíduo obtido na destilação atmosférica). A mistura tem uma velocidade de  $5\text{-}25\text{ m.s}^{-1}$ , e o comprimento do reator é normalmente inferior a cinco vezes o diâmetro. Foi utilizada uma relação vapor/óleo de 0,2-0,4. As temperaturas de craqueamento foram acima de  $700\text{ }^{\circ}\text{C}$ , chegando até  $900\text{ }^{\circ}\text{C}$ . As partículas sólidas coqueadas são contatadas com um gás combustível de um incinerador a  $1260\text{ }^{\circ}\text{C}$ , elevando a temperatura sólida para  $950\text{ }^{\circ}\text{C}$  em um tubo ascendente. A essa temperatura, há calor suficiente para iniciar a reação entre o coque e o vapor. Usando uma alimentação parafínica, foram relatados rendimentos de etileno, propileno e líquidos de 22,5%, 13,9% e 18,6% em massa, respectivamente. Apesar da pesquisa ter sido interrompida nos anos 80, desenvolvimento posterior usando um material catalítico foi realizado nos anos 90, e o processo foi renomeado como Contato Rápido. Foram relatados rendimentos de etileno e propileno de 18-19% em massa (CORMA *et al.*, 2017).

### III.6 – Processo de Craqueamento a Vapor de Petróleo Bruto (ExxonMobil)

A ExxonMobil desenvolveu um processo melhorado de craqueamento a vapor de petróleo bruto a fim de gerar produtos úteis como matérias-primas petroquímicas ou combustíveis, caracterizado por etapas, em que a alimentação de petróleo bruto é primeiro passada através da seção de convecção de um forno de craqueamento a vapor para vaporizar os componentes com ponto de ebulição abaixo de cerca de  $450\text{ }^{\circ}\text{F}$  (aproximadamente  $232\text{ }^{\circ}\text{C}$ ), ou seja, um corte de nafta. A porção vaporizada do petróleo bruto é então separada da porção líquida através da passagem destas frações por uma zona de separação, ou seja, um vaso separador *flash*, em que a porção vaporizada do petróleo sai por cima e é então alimentada, com vapor, ao forno de craqueamento a vapor e submetida a um curto tempo de residência e condições de alta temperatura de craqueamento. A porção líquida do petróleo, ou seja, a porção não vaporizada que se assenta no fundo do vaso separador *flash* é retirada dele e passada através da seção de convecção de um segundo forno de craqueamento a vapor, e depois para uma segunda zona de separação. Ao introduzir vapor na segunda zona, ou seja, segundo vaso separador *flash*, os componentes que vaporizam acima de cerca de  $450\text{ }^{\circ}\text{F}$  e abaixo de cerca de  $1.100\text{ }^{\circ}\text{F}$  (aproximadamente  $593\text{ }^{\circ}\text{C}$ ), ou seja, o corte de gasóleo do petróleo bruto, deixam o separador por cima e são então introduzidos num segundo forno de craqueamento a vapor, sem a necessidade de adicionar mais quantidades substanciais de vapor

diluyente, para ser craqueado sob condições ótimas de craqueamento de corte de gasóleo. O resíduo não vaporizado é removido do processo, evitando a formação de coque (WIRTH, 1971).

### III.7 – *Deep Catalytic Cracking (DCC)*

O *Deep Catalytic Cracking* surgiu na China na década de 1990 e é licenciado pela SINOPEC *Research Institute of Petroleum Processing* (RIPP) e pela Stone & Webster. Ele possui um design muito próximo ao de uma unidade FCC padrão, mas é executado em condições operacionais mais severas para otimizar a produção de olefinas leves, ainda que com condições de operação muito menos severas do que aquelas encontradas no craqueamento a vapor. O DCC pode lidar com a mesma carga que um FCC, mas cargas parafínicas são preferidas, pois aumentam o rendimento de olefinas. Embora as cargas contendo gasóleo parafínico forneçam os maiores rendimentos de propileno e isobutileno, as alimentações naftênicas e aromáticas também podem ser processadas, embora tenham um rendimento mais baixo de olefinas devido ao menor teor de hidrogênio da alimentação. Em relação ao FCC tradicional, possui temperatura mais alta (+30 a 50 ° C), maior proporção de catalisador para óleo (1,5–2 vezes), pressão parcial de hidrocarboneto mais baixa (maior proporção de vapor para óleo) e maior tempo de contato para aumentar o rendimento de olefinas (CORMA *et al.*, 2017).

Dois tipos de modos de operação do DCC são normalmente apresentados na literatura, dependendo da lista de produtos desejada. O DCC tipo I é focado na maximização do propileno e é realizado em condições de reação de maior severidade. Suas condições de operação típicas são de 530 a 575 °C de temperatura no reator, de 8 a 15 (massa/massa) de razão catalisador/óleo e de 20 a 30% em massa de vazão de vapor em relação à corrente de alimentação. O DCC tipo II trabalha em condições de operação de menor severidade com o objetivo de aumentar os rendimentos de iso-olefinas. Suas condições de operação típicas são de 505 a 555 °C de temperatura no reator, de 7 a 12 (massa/massa) de razão catalisador/óleo e de 10 a 15% em massa de vazão de vapor em relação à corrente de alimentação. Os rendimentos típicos do DCC estão na faixa de 14 a 21% em massa de propileno e 2 a 6% em massa de etileno. (CORMA *et al.*, 2017).

### III.8 – PetroFCC

O PetroFCC é um processo oferecido pela UOP, que incorpora a tecnologia RxCat. Esta inovação foi desenvolvida pela UOP para um melhor aproveitamento da atividade do catalisador que deixa o *riser* de um FCC, uma vez que as melhorias na formulação de catalisadores e equipamentos FCC proporcionam uma menor formação de coque durante o processo. A primeira aplicação comercial do PetroFCC se deu em 2008 (SEIDL *et al.*, 2012).

A tecnologia RxCat recicla o catalisador gasto do *stripper* diretamente para o reator e se mistura com o catalisador regenerado. A mistura de catalisador é então posta em contato com hidrocarbonetos. A mistura do catalisador é mais fria do que o catalisador regenerado, de modo que o craqueamento térmico é reduzido ao entrar em contato com os hidrocarbonetos. A combinação com o craqueamento de curto tempo de contato permitiu projetar um reator com dois fusos de tempo de contato diferentes no mesmo *riser*: o primeiro com temperatura mais alta e tempo de contato muito curto, seguido por um segundo com temperatura de reação mais fria e tempo de contato mais longo. Os produtos das reações são extraídos entre a primeira e a segunda zona. Isso permite o tratamento de duas alimentações sob condições de reação significativamente diferentes: por exemplo, uma alimentação mais leve com menor reatividade (por exemplo, nafta) na primeira zona em condições mais severas e uma segunda alimentação mais pesada na segunda zona em condições mais suaves (CORMA *et al.*, 2017).

Preferencialmente, a alimentação do PetroFCC constitui-se de cargas leves hidrotratadas, com baixos precursores de coque e baixo teor de metais (SEIDL *et al.*, 2012). Para maximizar o rendimento e seletividade de olefinas, as condições de operação normalmente usadas no PetroFCC são: temperatura do reator na faixa de 510-620 °C, razão de catalisador/óleo de pelo menos 10:1 e uma taxa de vapor entre 10 e 55% em massa em relação à corrente de alimentação, minimizando a pressão parcial da carga e obtendo um tempo de contato de até 2 segundos. Os rendimentos gerais do PetroFCC são de 22% em massa de propileno e 6% em massa de etileno (CORMA *et al.*, 2017).

### III.9 – *Catalytic Pyrolysis Process (CPP)*

O processo CPP foi desenvolvido na China também pela SINOPEC/RIPP como uma extensão do processo DCC, com o objetivo de aumentar o rendimento de etileno mantendo um rendimento de propileno razoável. Basicamente, ele depende do aumento da temperatura de reação por volta da faixa de 560–700 °C, bem acima do processo FCC tradicional. Como consequência, a proporção do catalisador para óleo aumentará, uma vez que a temperatura do regenerador é geralmente mantida em uma faixa de temperatura de 700-750 °C. Para que a temperatura mais alta seja alcançável, a temperatura do regenerador tenderá a desviar para a extremidade superior da faixa de temperatura, podendo chegar a temperaturas tão altas quanto 760 °C (CORMA *et al.*, 2017).

O CPP pode ser operado em três modos. O Modo de Operação de Máximo Propeno (CPP-1) atua com a menor severidade (menor temperatura de reação - 570 °C) e a menor necessidade de vapor (menor razão vapor/óleo - 30%). O Modo de Operação de Máximo Eteno (CPP-3) opera nas condições mais severas, com temperaturas de reação chegando aos 650 °C e a maior quantidade de diluição com vapor (50%). O Modo Intermediário de Operação (CPP-2) opera entre as condições limites já apresentadas. Outros parâmetros típicos do processo são o tempo de residência na faixa de 1 a 3 segundos e razão catalisador/óleo na faixa de 15 a 25 (m/m). O processo opera com gasóleo de vácuo e cargas mais pesadas e sua primeira unidade comercial surgiu em 2009 (SEIDL *et al.*, 2012). Os rendimentos típicos do processo CPP são de 24,8% de propileno e 9,8 de etileno para o modo CPP-1, 21,5% de propileno e 13,7% de etileno para o CPP-2 e 18,2% de propileno e 20,4 de etileno para o CPP-3 (CORMA *et al.*, 2017).

### III.10 – *High Severity Fluid Catalytic Cracking (HS-FCC)*

Desenvolvido pela Nippon Oil Corporation (Japão), pela King Fahd University of Petroleum & Minerals e pela Saudi Aramco (Arábia Saudita), o processo foi projetado para maximizar o propileno por craqueamento catalítico fluido de cortes de petróleo bruto. Uma das características mais proeminentes do processo é o controle adequado dos gases não-condensáveis gerados pelo craqueamento térmico devido à altíssima temperatura do reator envolvida. Para atingir este objetivo, o processo HS-FCC funciona em alta temperatura de



reação (550-700 °C), tempo de contato curto (0,1-3 s) e alta taxa de catalisador para óleo (15-50 em massa) (CORMA *et al.*, 2017).

O processo HS-FCC usa um reator de fluxo descendente (*downer*) que permite um controle mais preciso da carga, diminuindo o fenômeno conhecido como *backmixing*<sup>4</sup> e possibilitando a maximização de gasolina e olefinas leves. O curto tempo de contato alcançado pela configuração *downer* favorece a minimização do craqueamento térmico, que ocorre com as reações catalíticas, e de outras reações indesejadas. Para obter esse curto tempo de residência, o catalisador e os produtos têm que ser imediatamente separados após a saída do reator, o que fez com que fosse desenvolvido um separador apropriado, eficiente e capaz de inibir as reações indesejáveis e a formação de coque (SEIDL *et al.*, 2012).

Os catalisadores usados no processo são as zeólitas Y ultra estáveis. Porém, quantidades maiores de zeólitas ZSM-5 são recomendadas para melhorar o rendimento de olefinas leves. O rendimento típico de propileno no HS-FCC é de 10,7% sem ZSM-5 e 18,4% com ZSM-5 (CORMA *et al.*, 2017). As cargas para esse processo podem ser gasóleo de vácuo hidrotratado ou não, assim como resíduo hidrotratado de destilação (SEIDL *et al.*, 2012). Ainda não há uma planta comercial de HS-FCC, porém em abril de 2011 foi inaugurada a primeira planta semicomercial no Japão. Essa planta possui uma capacidade de processo de 3.000 barris de óleo por dia, com uma produção de 140.000 toneladas por ano de propileno (ENEOS, [s. d.]).

### III.11 – Superflex

O processo Superflex foi originalmente desenvolvido pela ArcoChemical Company (atual LyondellBasell) e licenciado pela KBR. Esse processo busca aumentar o rendimento de etileno e propileno a partir de modificações no processo de FCC convencional e pode processar hidrocarbonetos na faixa de quatro a dez carbonos para a produção predominante de propileno, sendo que as correntes C4 e C5 provenientes da unidade de pirólise constituem na matéria-prima ideal (SEIDL *et al.*, 2012).

---

<sup>4</sup> *Backmixing* é a propensão dos materiais reagidos a se misturarem com os materiais não reagidos que são alimentados a vasos agitados ou reatores químicos (SCHASCHKE, 2014).

As condições operacionais típicas estão na faixa de 630-650 °C de temperatura do reator, com 10% em peso de vapor adicionado à carga. Dependendo da matéria-prima, o rendimento do propileno é em média de 40% em massa, enquanto o rendimento total de etileno mais propileno é em média de 60% em massa. Este processo foi proposto como uma boa sinergia com uma unidade de craqueamento a vapor a base de nafta ou destilado, que gera uma quantidade substancial de olefinas na nafta de pirólise. Manter o equilíbrio térmico pode ser difícil com a alimentação de nafta e catalisadores de baixo teor de coque, como o ZSM-5 ou semelhante. Assim, calor adicional deve ser gerado. Isso pode ser feito diretamente pela injeção de um combustível, por exemplo, óleo combustível reciclado do processo, no regenerador (CORMA *et al.*, 2017).

A gasolina obtida através desse processo é rica em componentes BTX (que podem ser recuperados), o que torna o Superflex uma boa opção para a produção de aromáticos. A primeira unidade comercial desse processo encontra-se em operação na refinaria Sasol Secunda, na África do Sul, a partir de cargas provenientes do processo Fischer-Tropsch, com produção anual de 250.000 toneladas de propileno e 150.000 toneladas de etileno (SEIDL *et al.*, 2012).

### III.12 – Tecnologias Petrobrás

A Petrobrás conta com três processos na área de craqueamento catalítico para fins petroquímicos: Duplo *Riser* e *Downflow*, mais voltados para a produção de propileno, e um terceiro que tem foco na maximização da produção de etileno e propileno (SEIDL *et al.*, 2012).

A Petrobrás opera duas unidades com Duplo *Riser* externo em condições similares às empregadas em FCC com foco na maximização de propileno. No processo Duplo *Riser*, um dos *risers* dessa unidade é projetado especificamente para o craqueamento de nafta em condições petroquímicas, enquanto que o outro opera com cargas e condições convencionais, contribuindo para fechar o balanço térmico do conversor<sup>5</sup>. Já o processo *downflow* segue a

---

<sup>5</sup> O conversor é como é chamado o conjunto reator-regenerador (ROSA, 2007).

mesma ideia da unidade de HS-FCC, com os mesmos benefícios já discutidos (SEIDL *et al.*, 2012).

O terceiro processo desenvolvido pela Petrobras, diferentemente dos anteriores, foca a maximização tanto de etileno quanto de propileno. Trata-se do projeto originalmente planejado para ser usado no Comperj, que foi desenvolvido para cargas predominantemente médias derivadas do petróleo Marlim. O alcance do objetivo de máximo de propileno e etileno (objetivo diferente do FCC de Duplo *Riser*), neste caso, é propiciado por vários aspectos de diferenciação do hardware, do sistema catalítico e pelas condições de processo. Este processo é uma extensão tecnológica de um modelo com operação industrial já comprovada: o conversor avançado da Petrobras para o craqueamento de resíduos (do inglês, *Petrobras Advanced Converter for Residue Cracking* – PAC<sup>RC</sup>). O PAC<sup>RC</sup> foi projetado para unidades FCC de resíduo da Petrobras. Inicialmente, o conversor deste craqueamento catalítico para fins petroquímicos está sendo designado como PAC<sup>PCh</sup>. Para o PAC<sup>PCh</sup>, o resfriador de catalisador é desnecessário, principalmente devido à alta demanda térmica do reator e à baixa formação de coque. O conversor utilizado neste processo é do tipo *side-by-side*, em combustão total, de parede fria (permitindo o uso de aço carbono), com mínimo uso de internos e cujas características lhe conferem boa estabilidade, comprovada em unidades comerciais. Entre as tecnologias que equipam o conversor, é possível destacar o sistema de separação rápida (PASS<sup>®</sup>) e os nebulizadores de carga de alta eficiência (UltraMist<sup>®</sup>), ambos patenteados pela Petrobras e de ampla utilização em suas unidades. Neste processo, as olefinas na faixa de destilação da gasolina são craqueadas através de catalisadores com aditivos à base de zeólitas ZSM-5, fornecidos pela Fábrica Carioca de Catalisadores, da qual a Petrobras é sócia (SEIDL *et al.*, 2012).

### **III.13 – Processo Integrado de Hidroprocessamento, Craqueamento a Vapor e Craqueamento Catalítico para Produtos Petroquímicos do Petróleo Bruto (Saudi Aramco)**

A Saudi Aramco patenteou uma série de configurações de processos integrados de produção de petroquímicos a partir do petróleo bruto. Um destes processos contendo hidroprocessamento, craqueamento a vapor e craqueamento catalítico para a produção de olefinas e aromáticos a partir de petróleo é descrito a seguir.

Petróleo bruto e hidrogênio são alimentados em uma zona de hidroprocessamento, sob condições eficazes para produzir um efluente de menor densidade, com conteúdo reduzido de contaminantes e em aromaticidade, mas acrescido em parafinicidade. Dependendo da qualidade do petróleo, a etapa de hidroprocessamento pode ser contornada. O efluente hidroprocessado, ou uma porção deste (se houver etapa intermediária de separação), é craqueado termicamente na presença de vapor em uma zona de craqueamento a vapor, e segue para compor uma corrente de produtos mistos. As correntes pesadas do sistema, como parte do fluxo derivado do hidroprocessamento, a de gasolina de pirólise proveniente da zona de craqueamento a vapor, e a residual proveniente da zona de separação, são craqueadas cataliticamente. Os produtos do craqueamento catalítico são direcionados para serem combinados com a corrente de saída do craqueamento a vapor para compor a corrente de produtos mistos, que é enviada para a zona de separação, onde são recuperadas as olefinas e aromáticos (ABBA, 2013).

## **CAPÍTULO IV – PROSPECÇÃO TECNOLÓGICA**

A prospecção tecnológica pode ser definida como um planejamento sistemático para mapeamento de desenvolvimentos científicos e tecnológicos futuros, capazes de influenciar de forma significativa uma indústria, a economia ou a sociedade. Por meio de métodos quantitativos e qualitativos, os estudos de prospecção avaliam o panorama atual de um determinado setor, identificando aspectos de tecnologias concorrentes e lacunas a serem preenchidas, onde é possível que determinada tecnologia ou suas variações sejam competitivas (BIOMINAS, 2019).

A prospecção e o monitoramento informacional são etapas fundamentais do processo de inteligência competitiva (IC). Através da prospecção informacional é possível estabelecer um mapa inicial de fontes de informação e conhecimento essenciais a uma maior competitividade de um determinado setor (BORSCHIVER *et al.*, 2008). O propósito dos estudos de prospecção não é expor o futuro, mas sim projetar e analisar possíveis estudos que contribuirão, da forma mais positiva possível, na construção do futuro (SANTOS *et al.*, 2018).

O objetivo da prospecção tecnológica nesse trabalho é avaliar o desenvolvimento das tecnologias COTC, desde seu nascimento até os dias de hoje, de forma a obter-se o monitoramento tecnológico do tema, avaliando sua maturação e viabilidade para aplicações futuras na área industrial.

### **IV.1 – Metodologia de Prospecção Tecnológica**

O método de prospecção tecnológica empregado neste trabalho utiliza informações oriundas dos documentos de artigos científicos e de patentes concedidas. Apesar da importância de se verificar também as patentes solicitadas, optou-se por não as avaliar nesse trabalho por se considerar que os artigos científicos e as patentes concedidas forneceriam um panorama de longo e curto prazo, respectivamente. Os documentos de patentes e artigos científicos são uma potente ferramenta e um instrumento bastante eficaz no apoio à tomada de decisão, tendo em vista o estado da arte disponível no seu conteúdo, que permite identificar tecnologias relevantes, parceiros, concorrentes no mercado, rotas tecnológicas, inovações, investimentos, processos, produtos, PD&I, fusões e aquisições, dentre outras (BORSCHIVER

*et al.*, 2017). A Figura 4-1 apresenta o esquema geral da metodologia implementada, baseada nas etapas definidas pelo Núcleo de Estudos Industriais e Tecnológicos – NEITEC da Escola de Química da UFRJ.



**Figura 4-1 - Representação esquemática da metodologia de prospecção tecnológica**

Fonte: MAZIN (2014)

A Etapa 2a da Figura 4-1, a consulta a especialistas, não foi realizada na presente dissertação por se tratar de um trabalho de cunho acadêmico, enquanto que a consulta a especialistas na metodologia proposta se insere no contexto de prospecção tecnológica em empresas e institutos de pesquisa (MAZIN, 2014).

Para a etapa 2c, a identificação das bases de dados a serem utilizadas, optou-se por escolher bases de dados consolidadas pelo mundo, uma para artigos e outra para patentes. A base de dados escolhida para os artigos foi a Scopus, disponível no site <https://www.scopus.com>. A Scopus é a base referencial da Editora Elsevier. Ela é a maior fonte referencial de literatura técnica e científica revisada por pares, que permite uma visão ampla do que está sendo publicado cientificamente sobre um tema. Nesse contexto, a base de dados Scopus foi selecionada pela sua grande abrangência, facilidade de download de uma grande quantidade de documentos, alta relevância dos artigos científicos e análises Macro facilitadas pela própria estrutura do site (BORSCHIVER *et al.*, 2017).

A base de dados escolhida para as patentes foi a Espacenet, a base de dados europeia, disponível no site <https://worldwide.espacenet.com>. A Espacenet é a base de dados criada pelo Escritório Europeu de Patentes (EPO). É acessível tanto a iniciantes quanto experientes,

é atualizada diariamente e possui em seu acervo dados de mais de 120 milhões de documentos de patentes pelo mundo (EPO, [s.d.]).

Para a definição das palavras-chave mencionada na seção 2b, optou-se por utilizar termos referentes ao assunto discutido<sup>6</sup> para poder refinar a pesquisa de modo a obter o maior número possível de artigos e patentes relacionada ao tema discutido. Para isso, aproveitou-se o fato de que tanto o Scopus, quanto o Espacenet aceitam em suas pesquisas operadores booleanos (AND, OR, NOT, por exemplo) e os chamados “coringas” (\*, #, ?, por exemplo). A Tabela 4-1 traz a função de cada operador utilizado na presente pesquisa.

**Tabela 4-1 - Descrição dos operadores e coringas utilizados na pesquisa**

AND	<i>É usado quando for necessário que os resultados incluam todos os termos e os termos possam estar distantes uns dos outros.</i>
OR	<i>É usado quando seus resultados devem incluir um ou mais dos termos (como sinônimos, grafias alternativas ou abreviações).</i>
""	<i>É usado principalmente para garantir que as palavras de um termo sejam encontradas juntas numa pesquisa.</i>
*	<i>Caracteres coringa são usados como critérios de comparação para filtros de texto, e quando estiver pesquisando e substituindo conteúdo. O asterisco localiza qualquer sequência de caracteres. Por exemplo: *este pesquisará por Nordeste e Sudeste.</i>

Fonte: Elaboração própria a partir das informações contidas em SCOPUS [s.d.] e MICROSOFT [s.d.].

Para realizar a busca na base de dados do Scopus, os termos selecionados foram agrupados em três categorias diferentes, matéria-prima, produto e processo, unidas por um operador AND e com os termos de cada grupo unidos por um operador OR. A pesquisa pelos termos se restringiu apenas aos títulos dos trabalhos. No grupo das matérias-primas, os termos selecionados foram aqueles que eram equivalentes ao óleo cru. No grupo dos produtos, os termos selecionados foram os produtos mais desejados de um processo COTC, podendo ser de forma geral, como “petroquímicos”, ou mais específicos, como “etileno” e “benzeno”. No grupo dos processos, os termos selecionados foram os processos mais frequentes encontrados na literatura para a obtenção de petroquímicos a partir de óleo cru. Além disso, foram feitas restrições para que a pesquisa só mostrasse artigos publicados e excluísse certos temas que

<sup>6</sup> Todos os termos pesquisados foram em inglês.

não tinham relação com o tema pesquisado. A Tabela 4-2 mostra todos os termos e operadores utilizados para a pesquisa de artigos, e a expressão final utilizada na pesquisa.

**Tabela 4-2 – Termos e operadores usados na pesquisa da base de dados do Scopus (acima) e expressão de pesquisa final obtida (abaixo)**

Fonte: Elaboração própria.

Matéria Prima	Produto	Processo	Assuntos Excluídos
"crude oil*" "heavy oil*" petroleum	*chemicals aromatic* olefin* *ethylene* *propylene* benzene* toluene* *xylene* ethylbenzene* *btx*	*crack* thermal* catalyt* pyrol* product* *conversion* "oil to chemical"	Earth and Planetary Sciences Environmental Sciences Medicine Agricultural and Biology Sciences Biochemistry, Genetics and Molecular Biology Physics and Astronomy Business, Management and Accounting Computer Science Immunology and Microbiology Mathematics Social Sciences
( TITLE ( "crude oil*" ) OR TITLE ( "heavy oil*" ) OR TITLE ( petroleum ) AND TITLE ( *chemicals* ) OR TITLE ( aromatic* ) OR TITLE ( olefin* ) OR TITLE ( *ethylene* ) OR TITLE ( *propylene* ) OR TITLE ( benzene* ) OR TITLE ( toluene* ) OR TITLE ( *xylene* ) OR TITLE ( ethylbenzene* ) OR TITLE ( *btx* ) AND TITLE ( *crack* ) OR TITLE ( thermal* ) OR TITLE ( catalyt* ) OR TITLE ( pyrol* ) OR TITLE ( product* ) OR TITLE ( *conversion* ) OR TITLE ( "oil to chemical" ) ) AND ( LIMIT-TO ( DOCTYPE , "ar" ) ) AND ( EXCLUDE ( SUBJAREA , "EART" ) OR EXCLUDE ( SUBJAREA , "ENVI" ) OR EXCLUDE ( SUBJAREA , "MEDI" ) OR EXCLUDE ( SUBJAREA , "BIOC" ) OR EXCLUDE ( SUBJAREA , "AGRI" ) OR EXCLUDE ( SUBJAREA , "PHYS" ) OR EXCLUDE ( SUBJAREA , "BUSI" ) OR EXCLUDE ( SUBJAREA , "COMP" ) OR EXCLUDE ( SUBJAREA , "IMMU" ) OR EXCLUDE ( SUBJAREA , "MATH" ) OR EXCLUDE ( SUBJAREA , "SOCI" ) ) )			

Para a pesquisa na Espacenet, utilizou-se o mesmo critério da pesquisa no Scopus, excetuando-se as restrições. Porém a pesquisa no site da Espacenet é limitada a apenas 10 termos por identificador de campo<sup>7</sup>, por isso, os termos mais específicos, como etileno e propileno, foram pesquisados não apenas no título, mas no resumo também. Além disso, diferentemente do Scopus, o curinga "\*" só funciona no final do termo. Por conta disso, alguns termos ficaram menos abrangentes em relação à pesquisa do Scopus. A Tabela 4-3

<sup>7</sup> Os identificadores de campo são inseridos antes dos termos de pesquisa e indicam os campos nos quais os termos de pesquisa devem ser pesquisados (WIPO, [s.d.]).



mostra todos os termos, identificadores de campo, operadores e a expressão final utilizada para a pesquisa de patentes.

**Tabela 4-3 – Termos, operadores e identificadores usados na pesquisa da base de dados do Espacenet (acima) e expressão de pesquisa final obtida (abaixo)**

Fonte: Elaboração própria.

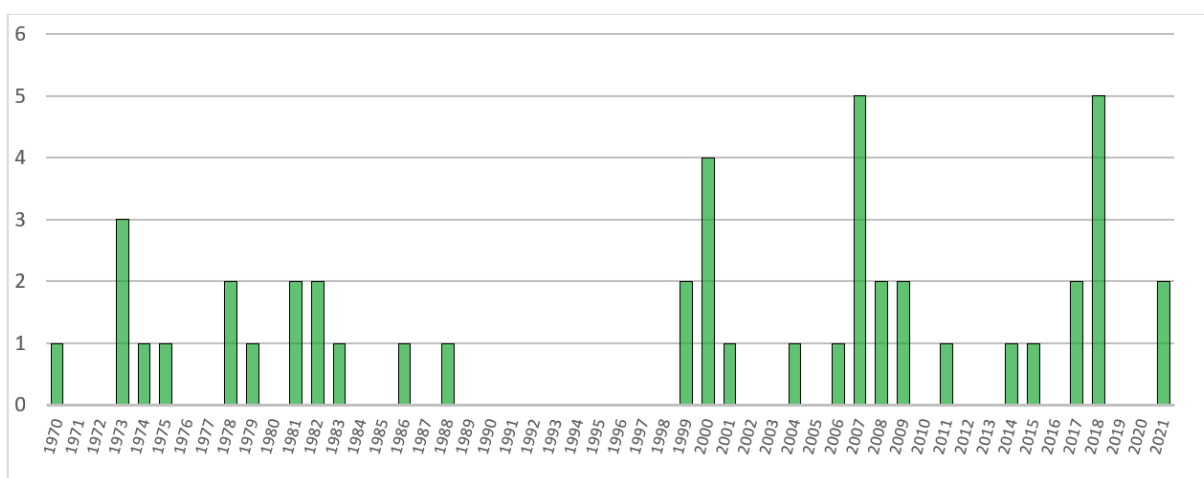
Matéria Prima	Produto	Processo
"crude oil" <sup>ti</sup> "heavy oil" <sup>ti</sup>	chemical* <sup>ti</sup> aromatic* <sup>ti</sup> olefin* <sup>ti</sup> petrochemical* <sup>ti</sup> ethylene <sup>ta</sup> propylene <sup>ta</sup> benzene <sup>ta</sup> toluene <sup>ta</sup> xylene <sup>ta</sup> btx <sup>ta</sup>	crack* <sup>ti</sup> catalyt* <sup>ti</sup> produc* <sup>ti</sup> conver* <sup>ti</sup>
<sup>ti</sup> : Identificador de campo para pesquisa apenas no título <sup>ta</sup> : Identificador de campo para pesquisa no título e no resumo		
(ti = "crude oil" OR ti = "heavy oil") AND (ti = "chemical*" OR ti = "olefin*" OR ti = "aromatic*" OR ta = "btx" OR ta = "ethylene" OR ta = "propylene" OR ta any "benzene" OR ta = "toluene" OR ta any "xylene" OR ti any "petrochemical*") AND (ti = "crack*" OR ti = "catalyt*" OR ti = "produc*" OR ti = "conver*")		

## IV.2 – Pesquisa e Análise de Artigos Científicos

Como dito anteriormente, a base de dados utilizada para a pesquisa dos artigos científicos foi a Scopus, base de citação da Elsevier. A pesquisa realizada com os parâmetros já citados resultou em 129 artigos científicos. Após análise mais profunda, considerando o propósito do presente trabalho, foram identificados 46 artigos relevantes, sobre os quais foram realizadas as análises Macro, Meso e Micro, conforme segue abaixo.

#### IV.2.1 – Análise Macro

A primeira análise realizada dos artigos relevantes, dentro da esfera macro, foi a evolução temporal do número de publicações. A Figura 4-2 mostra a distribuição dos artigos



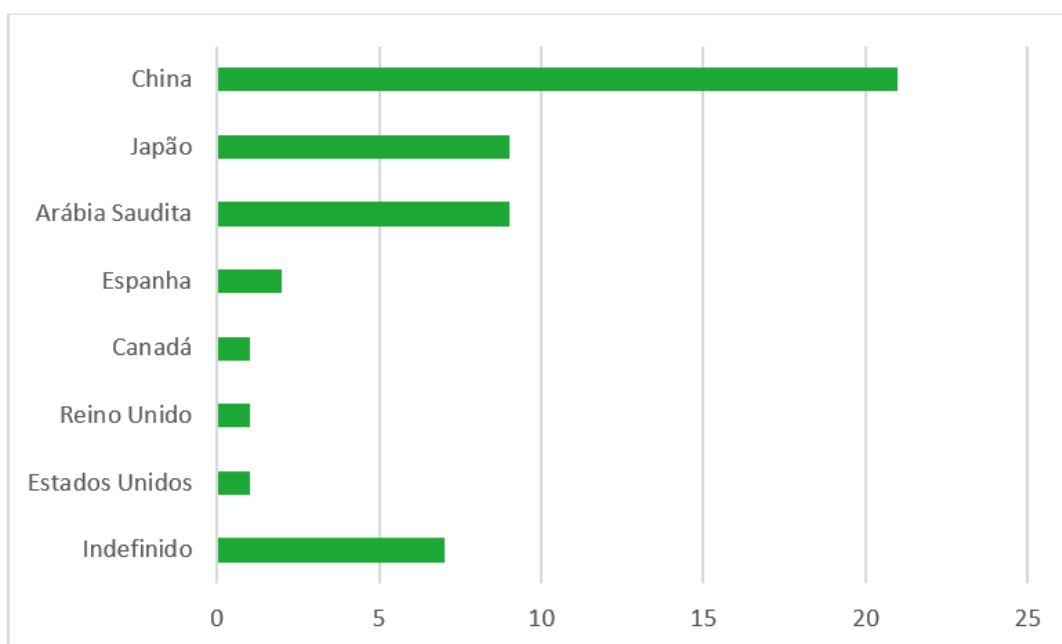
relevantes por ano de publicação.

**Figura 4-2 – Distribuição dos artigos científicos relevantes por ano de publicação**

Fonte: Elaboração própria com base SCOPUS (2021)

Como pode ser observado na Figura 4-2, publicações científicas sobre o tema ocorrem desde 1970 e demonstram estar concentradas em 2 períodos: 1970 a 1988, com média de aproximadamente 0,84 artigo publicado por ano; e 1999 a 2021, com média de aproximadamente 1,30 artigos publicados por ano. Isso evidencia que no passado as tecnologias COTC foram abordadas, mas passaram por algum intervalo de tempo sem muito destaque, e nos últimos anos têm sido retomadas com maior intensidade. Este período de tempo em que não houve publicações coincide com o período em que o preço do petróleo ficou muito baixo, os anos noventa. Isso pode explicar o desinteresse em produzir produtos de maior valor agregado, como os petroquímicos.

A análise seguinte foi relativa aos principais países de origem das publicações. A Figura 4-3 mostra a distribuição geográfica dos artigos científicos relevantes.

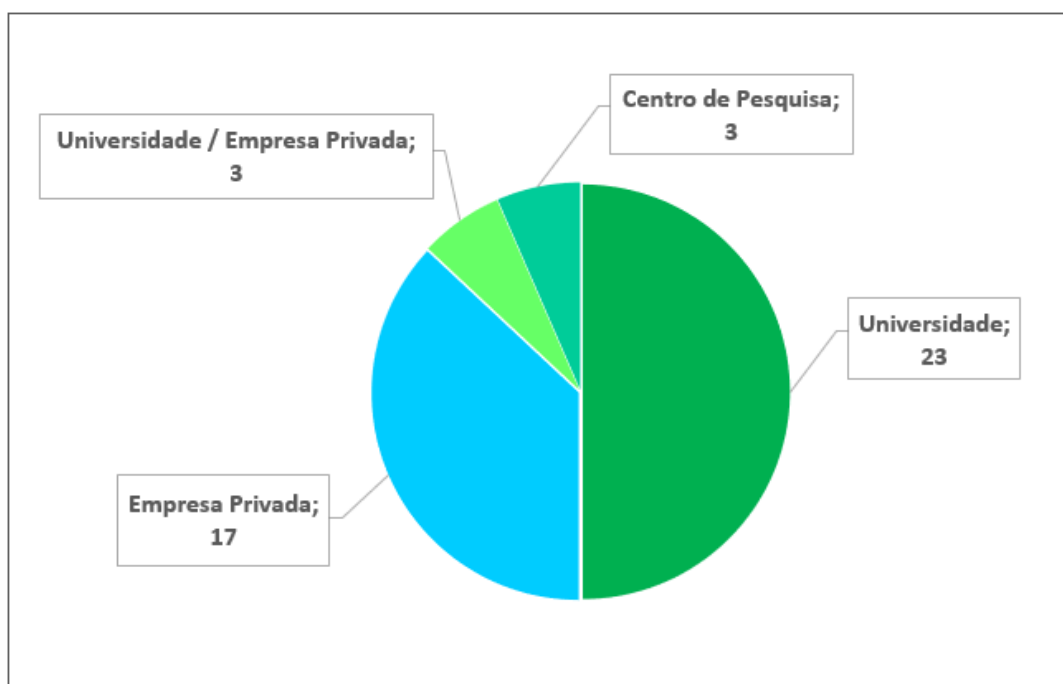


**Figura 4-3 – Distribuição dos artigos científicos relevantes por país de origem**

Fonte: Elaboração própria com base SCOPUS (2021)

A China se revela como protagonista na pesquisa deste tema, apresentando 21 artigos (45,7% do total) no período analisado. Em seguida, aparecem o Japão e a Arábia Saudita, com 9 artigos publicados no período, cada (19,6% do total). Destaca-se a presença do desenvolvimento colaborativo, onde muitas publicações decorrem do envolvimento mútuo de instituições de diferentes países. Os artigos que não possuem, com muita clareza, informações do país de origem, foram classificados como indefinidos.

Outra análise realizada apresenta a distribuição dos artigos científicos relevantes por tipo de instituição (universidade, centro de pesquisa ou empresa privada), conforme mostra a Figura 4-4, a seguir.



**Figura 4-4 – Distribuição dos artigos científicos relevantes por tipo de instituição**

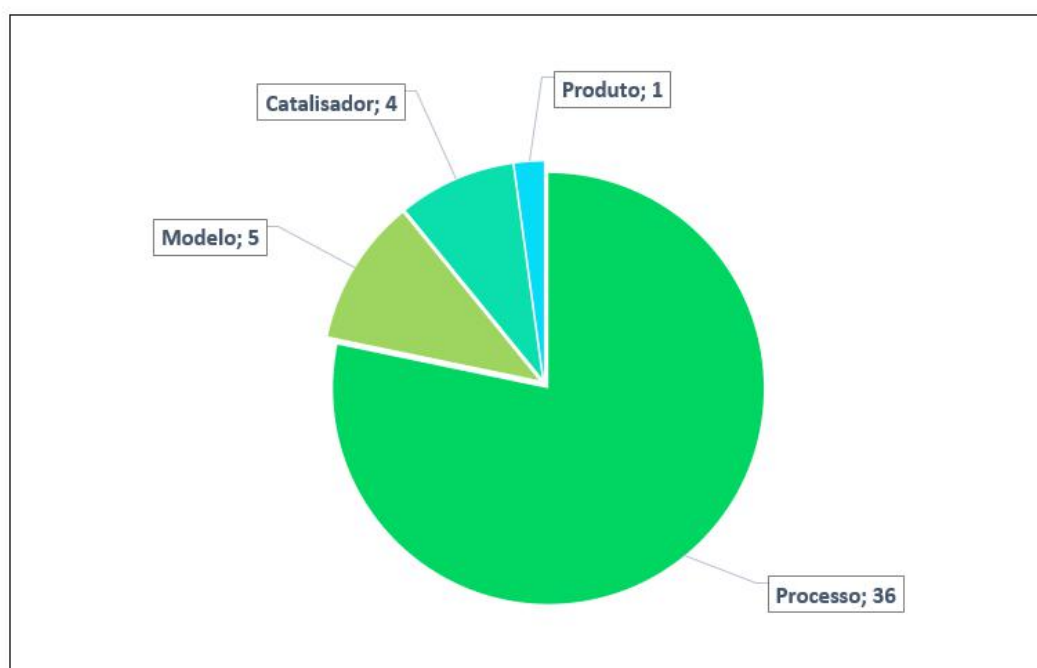
Fonte: Elaboração própria com base SCOPUS (2021)

No período analisado, as universidades publicaram a maioria dos artigos relevantes, com participação de 56,5% do total. Este comportamento era esperado, pois a pesquisa acadêmica tradicionalmente se utiliza deste meio para comunicação de sua produção científica, devido às diversas características respectivas, como a de ampla divulgação. As empresas, de forma geral, têm preferência pelo depósito de patente, devido à proteção para exploração comercial conferida por este tipo de publicação.

É importante ressaltar que em 3 casos a publicação do artigo científico ocorreu de forma conjunta entre universidade e empresa privada: 1 evento entre a *King Abdullah University of Science and Technology* e a *Saudi Aramco*; e 2 eventos entre a *Universitat Politècnica de València* e a *Saudi Aramco*.

#### IV.2.2 – Análise Meso

A análise meso consiste na classificação dos artigos com relação ao principal assunto abordado. A taxonomia das categorias propostas para esta análise foram: Processo, Modelo, Catalisador e Produto. Na categoria Processo foram selecionados os artigos que discutiam sobre os desempenhos dos processos e reatores sujeitos às diversas condições, otimização de parâmetros operacionais e revisão histórica de tecnologias. Os artigos que tratavam da modelagem cinética e mecanismo de reações foram classificados como Modelo. Em Catalisador foram classificados os artigos que abordavam sobre composição e avaliação do desempenho de catalisadores. Por fim, o artigo que discutiu sobre caracterização de produtos foi categorizado como Produto. A Figura 4-5 apresenta a distribuição dos artigos nas categorias propostas.



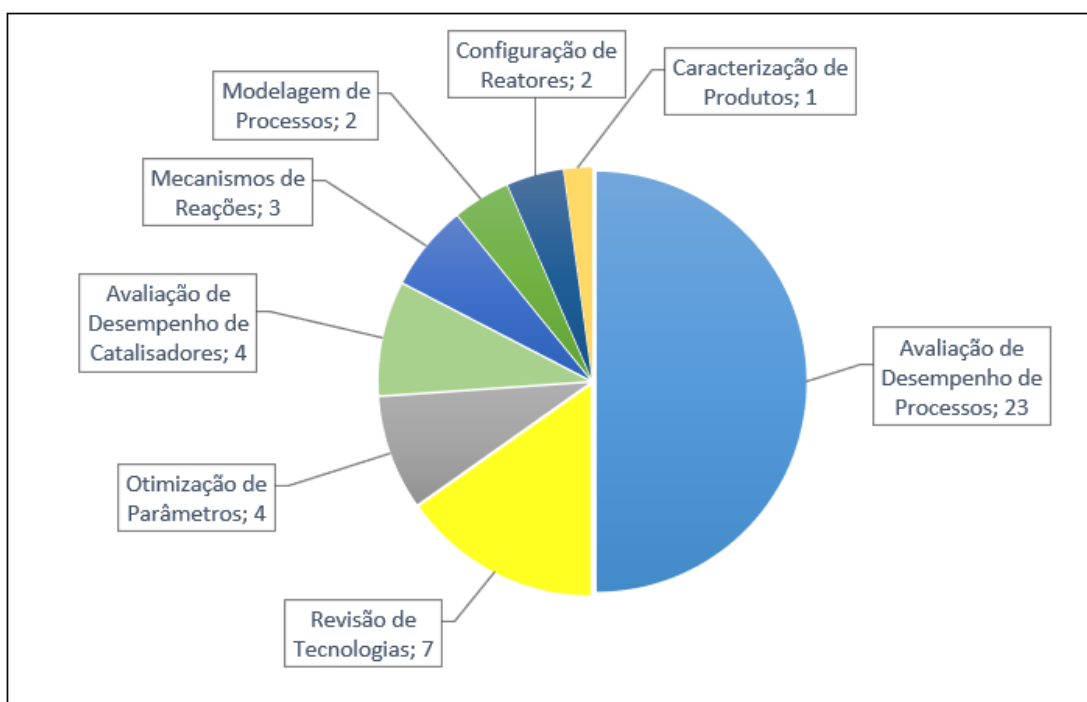
**Figura 4-5 – Distribuição dos artigos científicos relevantes por principal assunto abordado**

Fonte: Elaboração própria com base SCOPUS (2021)

Pode-se observar que a maior parte dos artigos relevantes foi classificada como Processo, correspondendo a aproximadamente 78,3% do total. As categorias Modelo e Catalisador seguiram com os maiores números de artigos, com 10,9% e 8,7% do total, respectivamente. A categoria Produto apresentou apenas um artigo selecionado.

#### IV.2.3 – Análise Micro

Nesta etapa de análise os artigos relevantes foram classificados em categorias mais específicas, de acordo com uma melhor caracterização dos assuntos tratados. Primeiramente, a distribuição dos artigos ocorreu em subdivisões dos grupos do tópico anterior, a saber: Avaliação de Desempenho de Processos, Revisão de Tecnologias, Otimização de Parâmetros, Mecanismos de Reações, Avaliação de Desempenho de Catalisadores, Modelagem de Processos, Configuração de Reatores e Caracterização de Produtos. A Figura 4-6 mostra a



distribuição dos artigos nessas categorias.

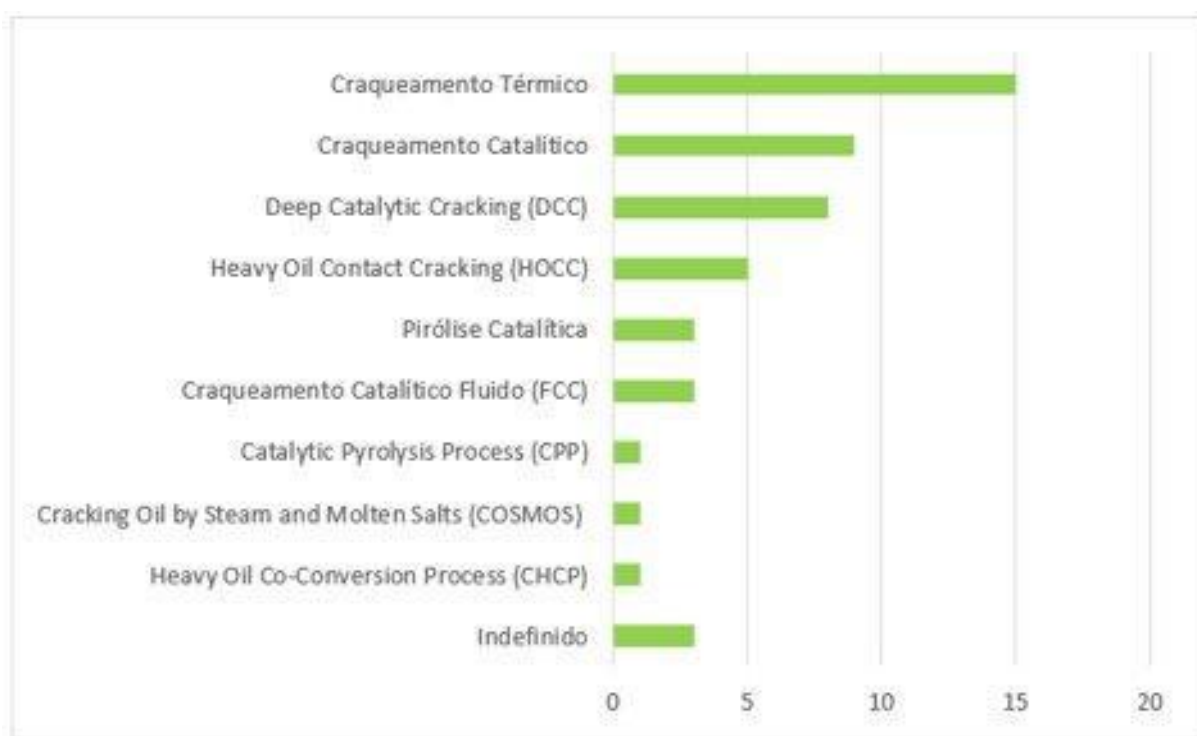
**Figura 4-6 – Distribuição dos artigos científicos relevantes por assunto específico abordado**

Fonte: Elaboração própria com base SCOPUS (2021)

A categoria Avaliação de Desempenho de Processos, em que foram selecionados artigos cujo objetivo principal era analisar a performance de conversão de determinados processos, apresentou o maior número de artigos, com 50% do total. Na segunda posição

figurou a categoria Revisão de Tecnologias, com os artigos que abordaram uma revisão histórica de tecnologias relacionadas ao tema *crude oil to chemicals*, com 15,2% do total. Em seguida destacam-se as categorias Otimização de Parâmetros e Avaliação de Desempenho de Catalisadores, nas quais foram selecionados os artigos que abordaram a otimização de parâmetros de processos e avaliação de performance de catalisadores, respectivamente, com o mesmo número de artigos.

Outra análise realizada foi quanto ao tipo do processo abordado nos artigos relevantes. Os documentos de revisão de tecnologias que abordaram vários processos foram classificados como Diversos. Nas categorias Craqueamento Térmico e Craqueamento Catalítico foram selecionados os artigos que trataram destes referidos processos, sem especificar a tecnologia utilizada. A Figura 4-7 apresenta a distribuição dos artigos científicos por tipo de processo.



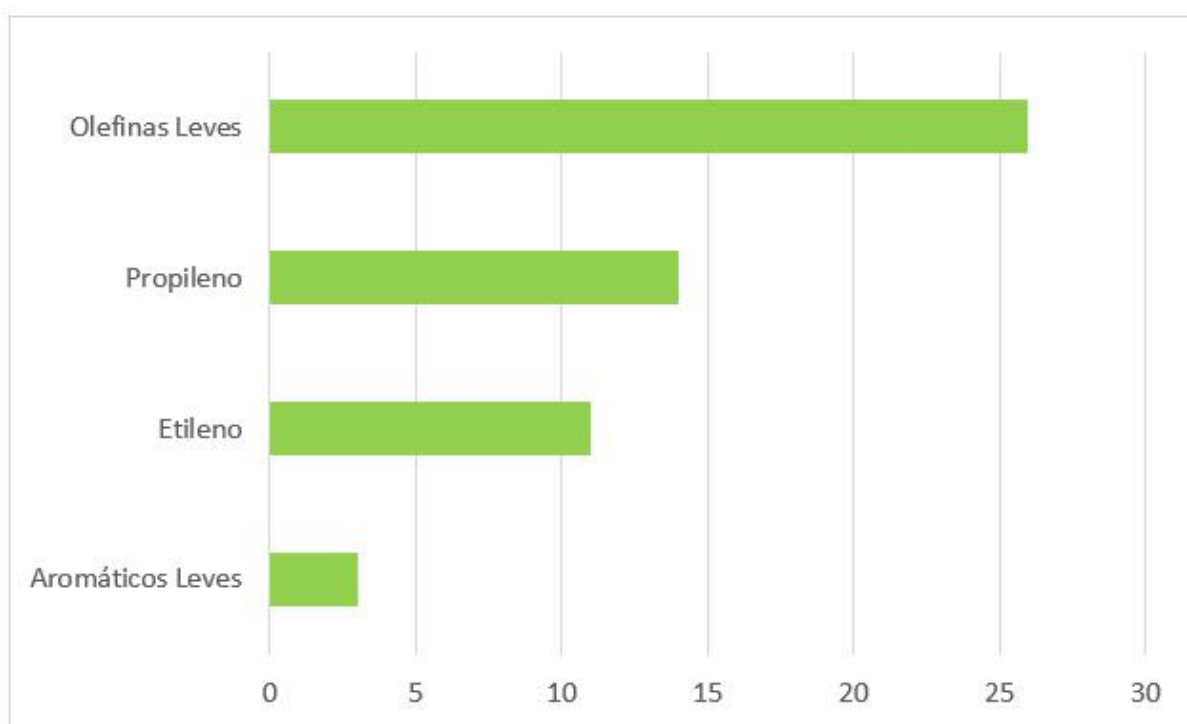
**Figura 4-7 – Distribuição dos artigos científicos relevantes por tipo de processo**

Fonte: Elaboração própria com base SCOPUS (2021)

Observa-se que os processos de craqueamento térmico e craqueamento catalítico são os que relacionaram os maiores números de artigos, constando em 32,6% e 21,7% do total, respectivamente. Este resultado ocorreu como esperado, em função destes consistirem

historicamente nos principais processos de produção de petroquímicos da indústria. O processo *Deep Catalytic Cracking* (DCC) é o terceiro mais mencionado, cujo qual é referido nos artigos de forma geral com o objetivo de se obter a maximização da produção de olefinas leves, sobretudo o propileno. Em seguida, o processo mais mencionado é o *Heavy Oil Contact Cracking* (HCC) que, assim como o DCC, se configura como uma tecnologia de pirólise catalítica, mas visando uma maior produção de etileno.

Por fim, foi realizada análise em relação aos produtos petroquímicos alvos citados pelos artigos, onde estes foram classificados nas seguintes categorias: Olefinas Leves, Aromáticos Leves, Propileno e Etileno. A Figura 4-8 apresenta a distribuição dos artigos científicos por produtos petroquímicos alvos.



**Figura 4-8 – Distribuição dos artigos científicos relevantes por produtos petroquímicos alvos**

Fonte: Elaboração própria com base SCOPUS (2021)

Como pode-se notar, as olefinas leves, de forma generalizada, são os produtos petroquímicos mais mencionados nos artigos científicos relevantes, com 56,5% do total. Na sequência, o produto mais citado é o propileno, com 30,4% do total, seguido do etileno, com 23,9% do total. Este resultado reflete a evolução do interesse nesta primeira olefina, em



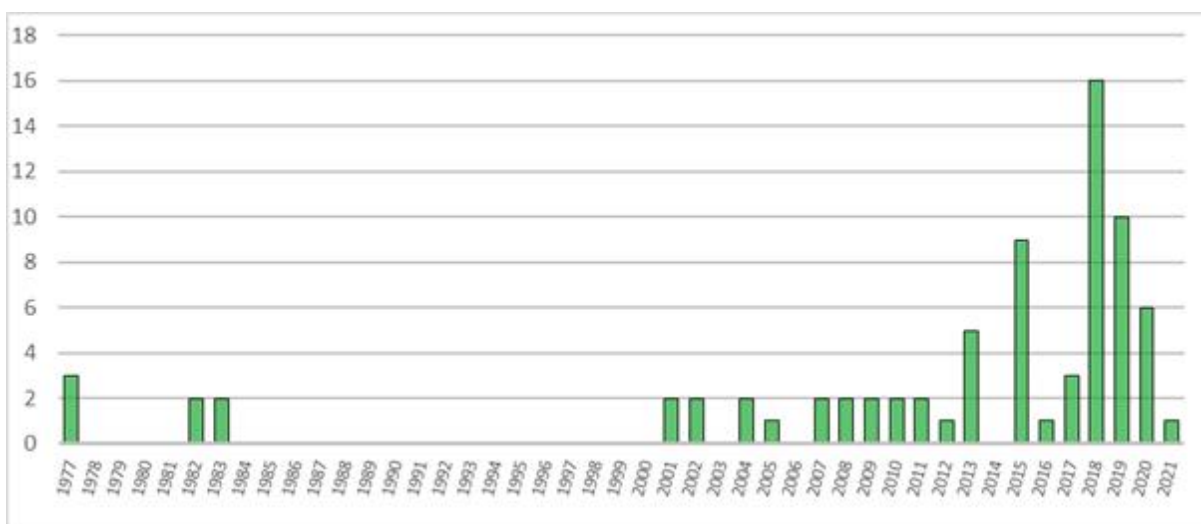
concordância com o intenso crescimento de sua demanda nos últimos tempos. Constatase também que, integralmente, o número de artigos que mencionam o grupo das olefinas leves supera amplamente os que mencionam os aromáticos leves, o que indica uma maior relevância do primeiro frente ao último produto petroquímico.

### IV.3 – Pesquisa e Análise de Patentes Concedidas

A pesquisa realizada com os parâmetros já citados resultou em 174 patentes. Após análise mais profunda, considerando o propósito do presente trabalho, foram identificadas 76 patentes relevantes, sobre os quais foram realizadas as análises Macro, Meso e Micro, conforme segue abaixo.

#### IV.3.1 – Análise Macro

A primeira análise realizada das patentes relevantes, dentro da esfera macro, foi a evolução temporal do número de publicações. A Figura 4-9 mostra a distribuição das patentes



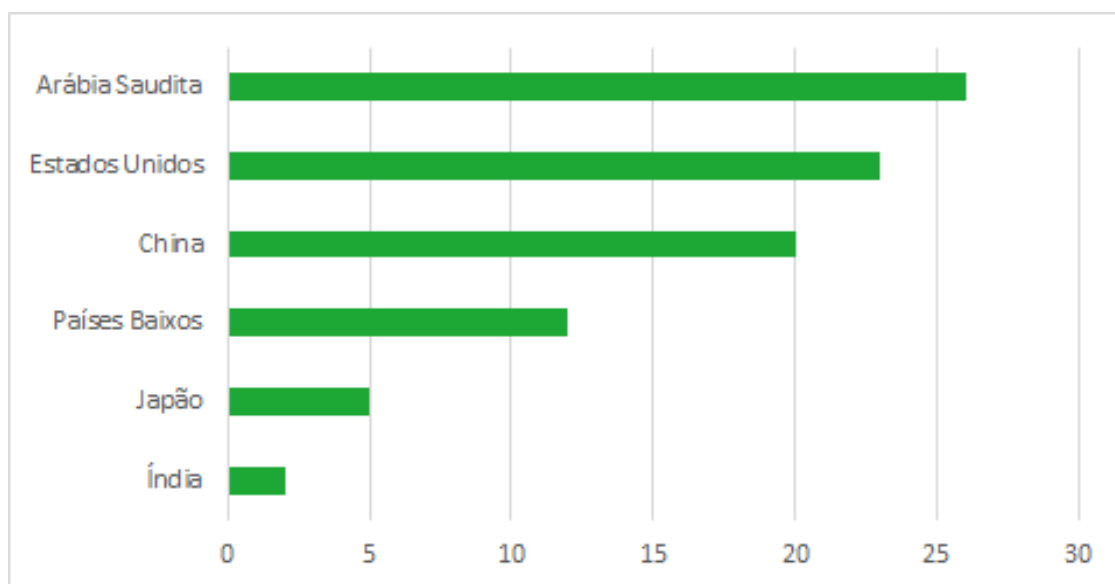
relevantes por ano de publicação.

**Figura 4-9 – Distribuição das patentes relevantes por ano de publicação**

Fonte: Elaboração própria com base EPO (2021)

Como pode ser observado na Figura 4-9, publicações de patentes sobre o tema ocorrem desde a década de 70, porém a maior parte das patentes publicadas foi entre os anos de 2001 e 2021, com média de 3,29 patentes publicadas por ano, e com destaque para os anos de 2018 e 2019, que tiveram 10 ou mais publicações. Isso mostra a mesma evidência apresentada no tópico sobre artigos, de que no passado as tecnologias COTC foram abordadas, mas só nos últimos anos é que têm sido retomadas com maior intensidade, consequência da tendência de descarbonização dos combustíveis.

A análise seguinte foi relativa aos principais países de origem dos depositantes das patentes. A Figura 4-10 mostra a distribuição geográfica desses depositantes.



**Figura 4-10 – Distribuição das patentes relevantes por país de origem**

Fonte: Elaboração própria com base EPO (2021)

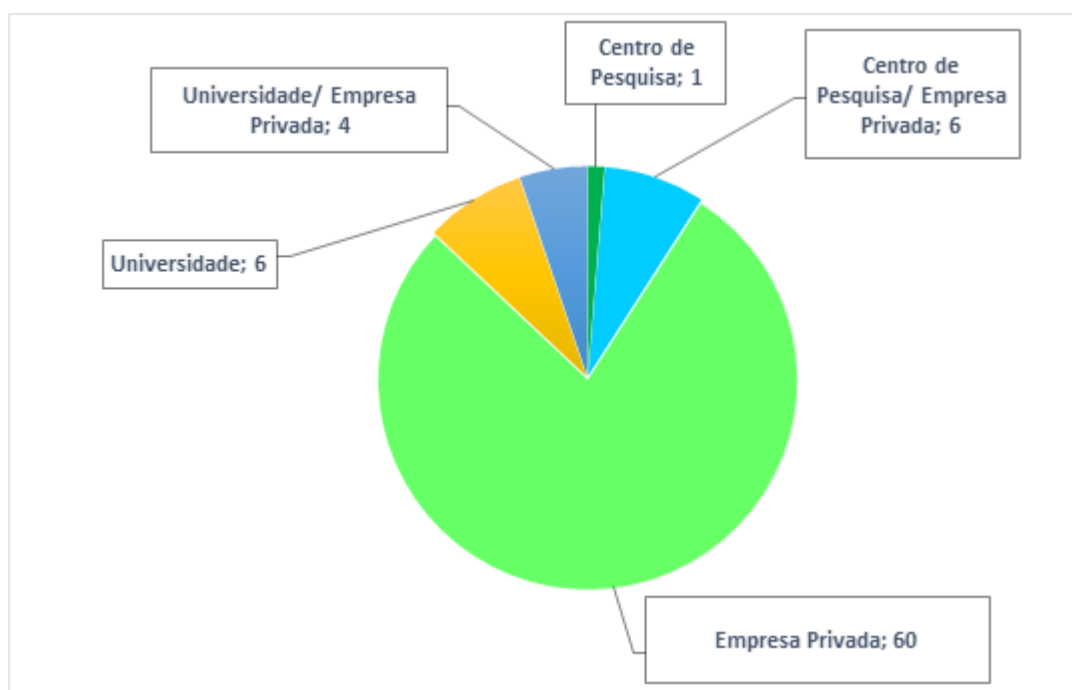
Primeiramente, nota-se que o número total desta análise é maior que o número de patentes analisadas. Isso se deve ao fato de que em certos casos, houveram depositantes de países diferentes trabalhando em conjunto para a publicação de uma única patente. Nesse caso, considerou-se os países de todos os depositantes envolvidos.

A Arábia Saudita é o país com mais patentes publicadas, com 26 patentes no total (34,2% do total). Esse número deve-se principalmente a atuação da maior empresa do país e

sua principal subsidiária: a *Saudi Aramco* e a *SABIC*, respectivamente (MURPHY *et al*, 2020). Juntas, elas correspondem a 88,46% das patentes publicadas pela Arábia Saudita. Além disso, há uma participação no total de patentes de certas subsidiárias das empresas, sendo elas a *Aramco Services Company* (EUA) e a *SABIC Global Technologies B.V.* (Países Baixos).

Em seguida aparecem Estados Unidos e China, com 23 (30,3%) e 20 (26,3%) de patentes publicadas, respectivamente. Nos EUA, as duas empresas com maior destaque foram a *Equistar Chemicals*, uma subsidiária da *LyondellBasell* especializada em petroquímicos básicos, e a *Dow Chemical Company*. Já na China, houve uma distribuição mais homogênea entre um grande número de instituições, com destaque para a *Sinopec (China Petroleum & Chemical Corporation)*.

Também foi realizada a distribuição das patentes relevantes por tipo de instituição (universidade, centro de pesquisa ou empresa privada), conforme mostra a Figura 4-11, a seguir.



**Figura 4-11 – Distribuição das patentes relevantes por tipo de instituição**

Fonte: Elaboração própria com base EPO (2021)

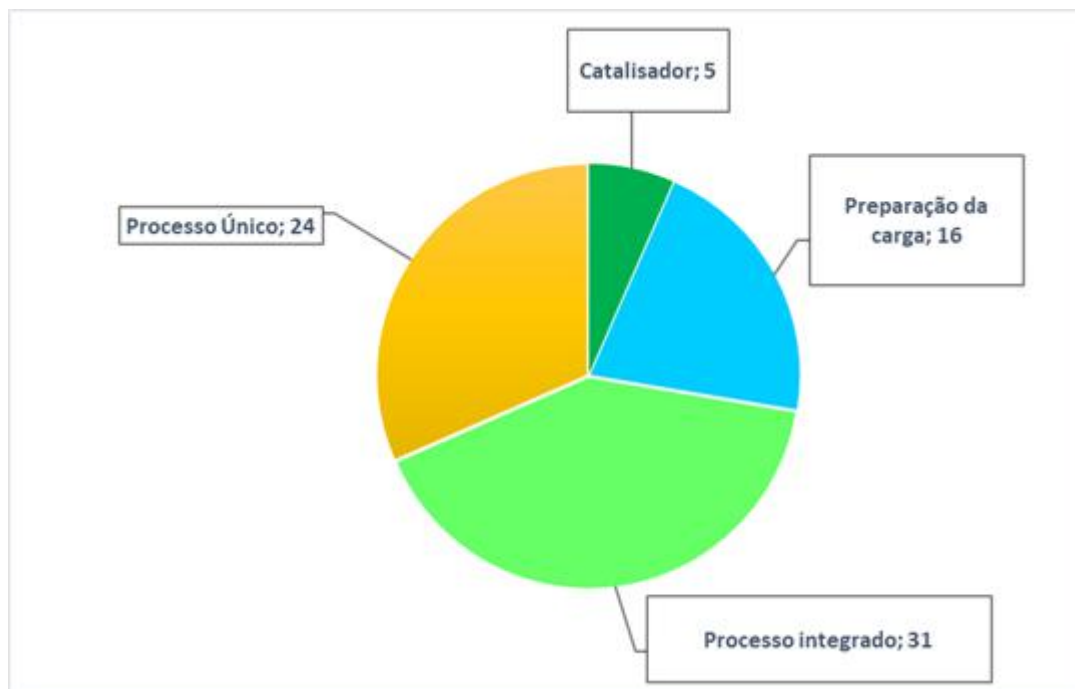
No período analisado, as empresas privadas publicaram a maioria das patentes relevantes, com participação de 78,9% do total, confirmando que as empresas possuem preferência por patentes, como afirmado na seção anterior. Há de se destacar, porém, que houve um número considerável de universidades e centros de pesquisa participando na publicação de patentes, com destaque para a *China University of Petroleum* e o *Beijing Research Institute of Chemical Industry*, centro de pesquisa pertencente à *Sinopec*.

#### **IV.3.2 – Análise Meso**

A análise meso das patentes constituiu na classificação das mesmas nas categorias: Processo Único, Processo Integrado, Preparação de Carga, e Catalisador. Na categoria Processo Único foram classificadas as patentes que consistiam em uma única etapa ou uma única unidade de processo, sendo que nessa patente eram discutidas melhorias ou diferentes configurações para o processo em questão.

Já na categoria Processo Integrado, foram classificadas as patentes em que haviam múltiplas etapas de processo e múltiplas unidades de condicionamento e processamento. Nessas patentes, o que mais foi discutido foi a interação entre as unidades do processo, de forma a produzir múltiplos produtos. Além disso, também se discutiu a configuração das unidades para melhorar o rendimento de um determinado produto.

A categoria Preparação de Carga é uma variação do processo integrado que agrupa as patentes que consistem em uma ou mais etapas de condicionamento da carga, mas que possuem apenas uma etapa de obtenção de produtos. Por fim, a categoria Catalisador consiste nas patentes que apresentam melhorias em catalisadores existentes ou apresentam novos catalisadores para seus processos. A Figura 4-12 mostra os resultados da análise em questão.



**Figura 4-12 – Distribuição das patentes relevantes por principal assunto abordado**

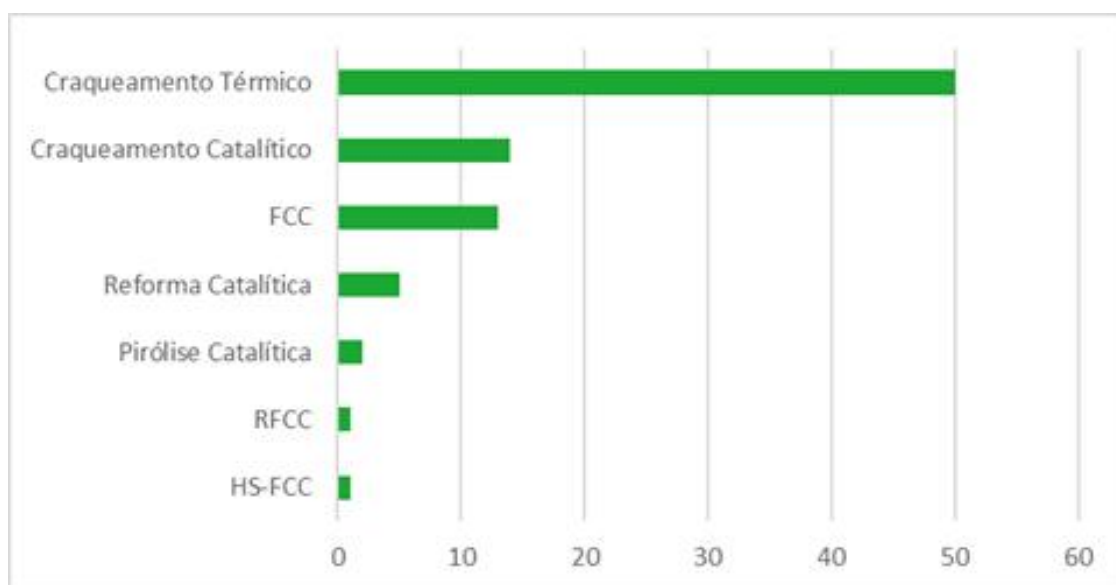
Fonte: Elaboração própria com base EPO (2021)

A classificação das patentes pesquisadas nas categorias acima descritas mostra que há uma predominância dos processos integrados com 40,79% de presença nas patentes selecionadas, com as outras duas categorias relativas ao processo também obtendo resultados relevantes (31,58% para os processos únicos e 21,05% para preparação de carga). O resultado da categoria de catalisadores (6,58%) mostra que não houve tanto desenvolvimento nessa área em relação aos processos.

#### **IV.3.3 – Análise Micro**

A análise micro das patentes constituiu na classificação das mesmas de duas formas. A primeira análise foi relativa aos processos de produção dos produtos desejados. Como muitas das patentes descritas consistiam de múltiplas etapas e processos, essa análise foi realizada de forma a avaliar cada processo em relação ao número total de patentes analisadas, ou seja, qual foi o percentual de patentes em que cada processo foi utilizado. Analogamente à seção de

artigos, na categoria Craqueamento Catalítico foram selecionadas as patentes que trataram deste referido processo, sem especificar a tecnologia utilizada. A Figura 4-13 a seguir mostra como ficou a distribuição de cada processo pelo total de patentes analisadas.



**Figura 4-13 – Distribuição das patentes relevantes por tipo de processo**

Fonte: Elaboração própria com base EPO (2021)

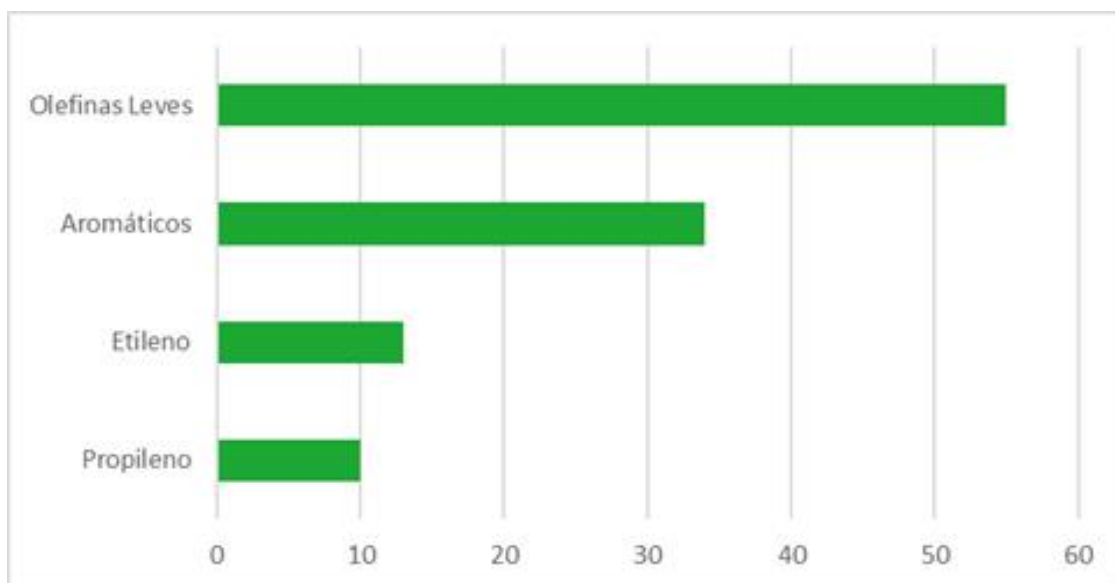
Como podemos observar na Figura 4-13, o craqueamento térmico foi o que obteve a maior presença nas patentes analisadas, aparecendo em 65,79% das patentes. Isso corrobora com o fato encontrado na literatura de que esse processo é o mais utilizado para a produção de olefinas no mundo (AMGHIZAR *et al.*, 2017). A popularidade desse processo se deve ao fato de ser uma tecnologia bem estabelecida e pela grande quantidade de diferentes tipos de cargas que podem ser processadas, como já foi observado no capítulo 2 deste trabalho. Também podemos constatar a popularidade desse processo por conta das diversas tecnologias baseadas neste para a produção de petroquímicos, apresentada no capítulo 3.

Em seguida aparecem o craqueamento catalítico e o FCC com 18,42% e 17,11%, respectivamente. À primeira vista, a quantidade de patentes com craqueamento catalítico parece baixa, porém se juntarmos os resultados de todas as tecnologias baseadas em craqueamento catalítico, esse valor sobe para 40,79%, o que mostra que esse tipo de tecnologia também é regularmente utilizado para produção de petroquímicos. Outro processo

utilizado é o de reforma catalítica, tecnologia utilizada para obtenção de aromáticos que foi discutida no capítulo 2 e que aparece em 6,58% das patentes.

É possível notar a quase ausência das tecnologias COTC abordadas explicitamente, ao contrário do que ocorreu na seção de artigos científicos. Isso se deve ao fato que no caso das patentes, essas tecnologias eram abordadas de forma mais genérica, podendo estarem incluídas nos termos “craqueamento térmico”, “craqueamento catalítico” e “FCC”. Para uma categorização mais precisa, seria necessário realizar uma análise mais profunda dos documentos.

A segunda análise foi relativa aos produtos petroquímicos alvos citados pelas patentes, onde estes foram classificados nas seguintes categorias: Olefinas Leves, Aromáticos, Propileno e Etileno. A Figura 4-14 a seguir mostra como ficou a distribuição de cada produto pelo total de patentes analisadas.



**Figura 4-14 – Distribuição das patentes relevantes por produtos petroquímicos alvos**

Fonte: Elaboração própria com base EPO (2021)

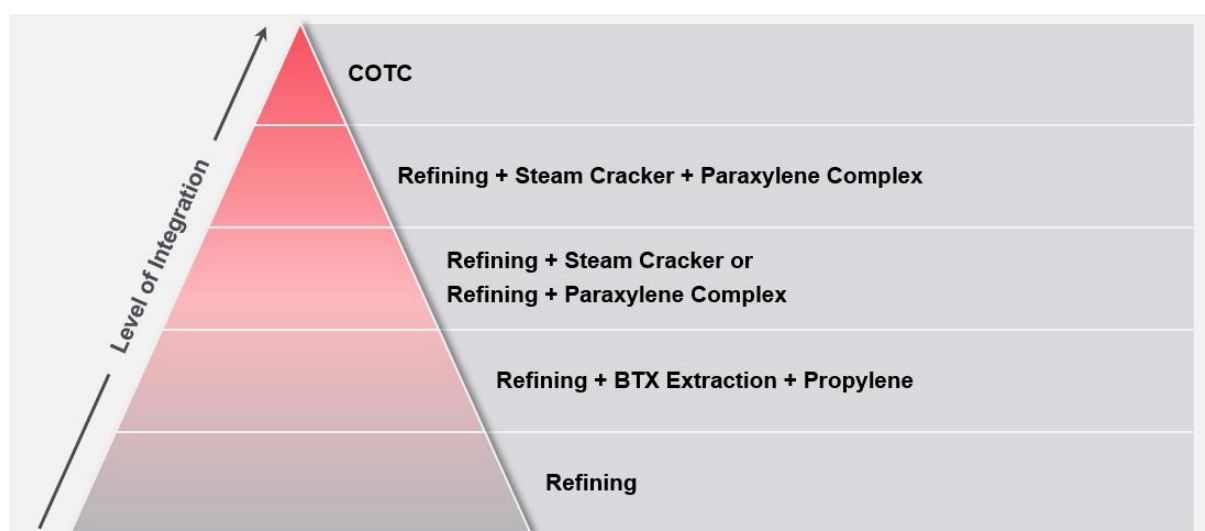
Analisando a Figura 4-14, percebe-se que as olefinas leves, de forma generalizada, são os produtos mais mencionados nas patentes pesquisadas, com 72,37% do total de patentes, seguido de aromáticos, etileno e propileno, com 44,74%, 17,11% e 13,16%, respectivamente. Assim como no resultado desta mesma análise para os artigos relevantes, as olefinas leves despontam como os produtos de interesse mais relevantes em relação aos aromáticos, porém é

importante informar que em 36,36% das patentes, o produto de interesse era apenas “petroquímicos” de forma geral. Nesses casos, foram considerados como “petroquímicos” as olefinas leves e os aromáticos, por esses serem os dois principais grupos de petroquímicos básicos e por serem citados como exemplo em todas as patentes que tinham “petroquímicos” como produtos alvo.



## CAPÍTULO V – PLANTAS E PROJETOS PELO MUNDO

O segmento de petroquímica responde por 14% e 8% do total da demanda primária de petróleo e gás, respectivamente (IEA, 2018b). As refinarias estão explorando a integração dos complexos petroquímicos com a refinaria, já que a indústria petroquímica deve crescer no futuro próximo principalmente devido ao aumento da demanda por plásticos nos países em desenvolvimento, como discutido no presente trabalho. A instalação da refinaria convencional era mais focada na maximização da produção de combustíveis para transporte. A tecnologia COTC permite a conversão direta de petróleo bruto em produtos químicos de alto valor, em vez dos combustíveis tradicionais para transporte. Ela permite a produção de produtos químicos que excedem 70% a 80% do barril, produzindo matéria-prima química, em oposição a ~ 10% em um complexo de refinaria não integrado (FUTURE BRIDGE, 2019). A Figura 5-



1 destaca os níveis de integração nas refinarias.

**Figura 5-1 – Níveis de integração nas refinarias**

Fonte: FUTURE BRIDGE (2019)

Vários projetos de tecnologias COTC sendo planejados ou iniciados na Ásia e na Arábia Saudita pretendem remodelar a indústria petroquímica global nos próximos anos. Os COTCs configuram uma refinaria para produzir o máximo de produtos químicos em vez dos combustíveis tradicionais para transporte. Como a capacidade de processamento da refinaria é

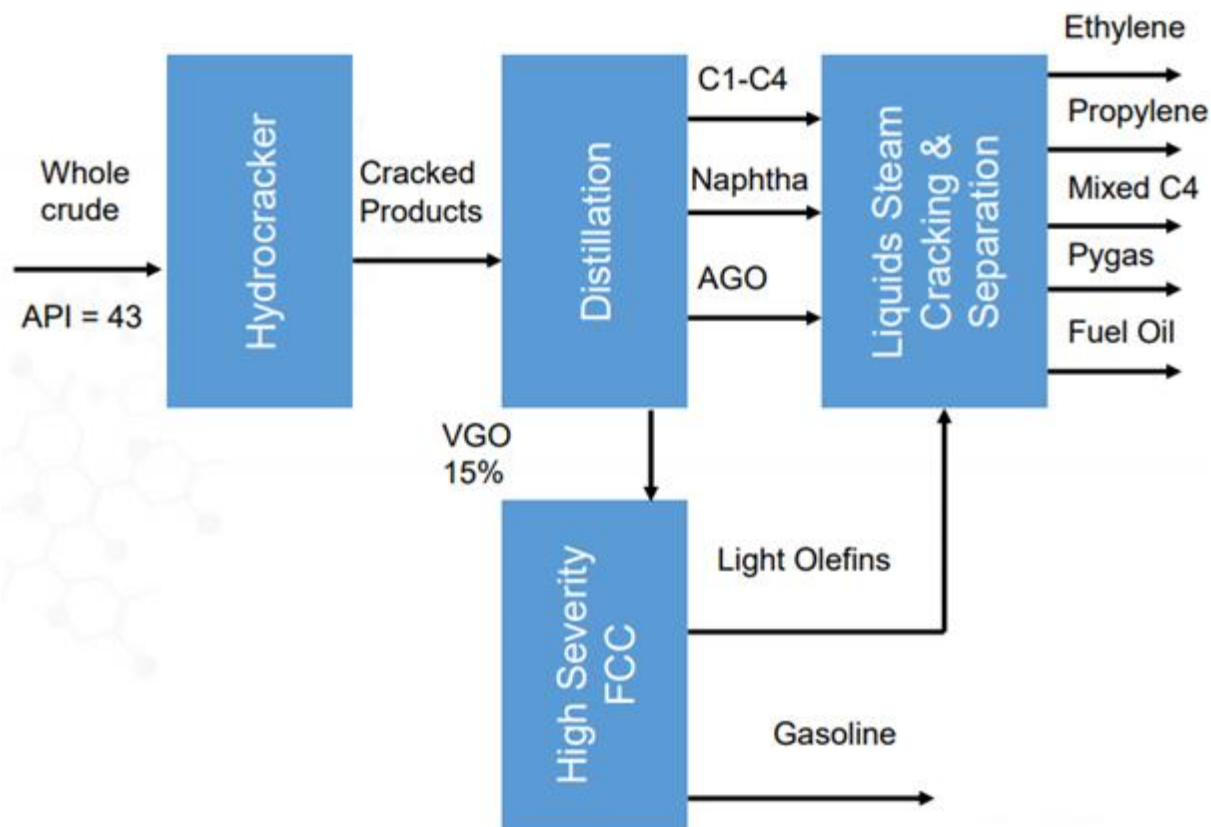
aproximadamente 10 vezes maior do que as atuais plantas petroquímicas em escala mundial, a COTC na verdade eleva a produção petroquímica a uma escala de refinaria sem precedentes (JOHNSON, 2018).

Os COTCs também produzem pelo menos o dobro do volume de produtos químicos por barril de petróleo do que um complexo petroquímico-refinaria de última geração e bem integrado. Na atual estrutura do setor, uma refinaria fornece nafta para uma planta petroquímica, onde as operações de craqueamento a vapor produzem produtos químicos. A média global atual é produzir cerca de 8% a 10% de nafta de cada barril de petróleo. Em uma planta muito bem integrada como a Petro Rabigh, uma joint venture entre a Saudi Aramco e a Sumitomo, a refinaria produz cerca de 17% de nafta para a produção petroquímica. No entanto, cada COTC anunciado produz pelo menos 40% dos produtos químicos por barril de petróleo, um salto quântico de qualquer complexo integrado de última geração (JOHNSON, 2018).

### V.1 – Arábia Saudita

Na Arábia Saudita, a Saudi Aramco e a SABIC realizaram uma *joint venture* em 2018 para o estabelecimento de uma planta COTC, que processará 400.000 barris por dia de petróleo bruto leve árabe para produzir aproximadamente 9 milhões de toneladas de produtos químicos por ano. A planta, considerando sua capacidade de processamento de petróleo bruto e taxa de produção de produtos químicos, deverá ter uma taxa de conversão de 50% de barris de petróleo (FUTUREBRIDGE, 2019).

O complexo COTC é composto de uma seção de preparação de carga, consistindo de unidades de petróleo bruto e de vácuo, hidroprocessamento e unidades de melhoria, uma seção de craqueamento, consistindo de dois craqueadores a vapor de carga mista em escala mundial que produzem etileno e propileno, bem como um fluxo de produtos C4 e um fluxo de gasolina de pirólise rico em aromáticos, e uma unidade HS-FCC, que produz nafta craqueada e propeno. A seção de *Downstream* consiste em unidades de polímero que produzem produtos de polietileno e polipropileno. Além disso, há um bloco de unidades de processamento de C4 do craqueamento e um hidrotratador de gasolina de pirólise e bloco de aromáticos processando essa gasolina de pirólise (KBR, [s.d.]; CHARLESWORTH, 2019). A Figura 5-2 mostra uma esquematização de como seria o processo do complexo em questão.

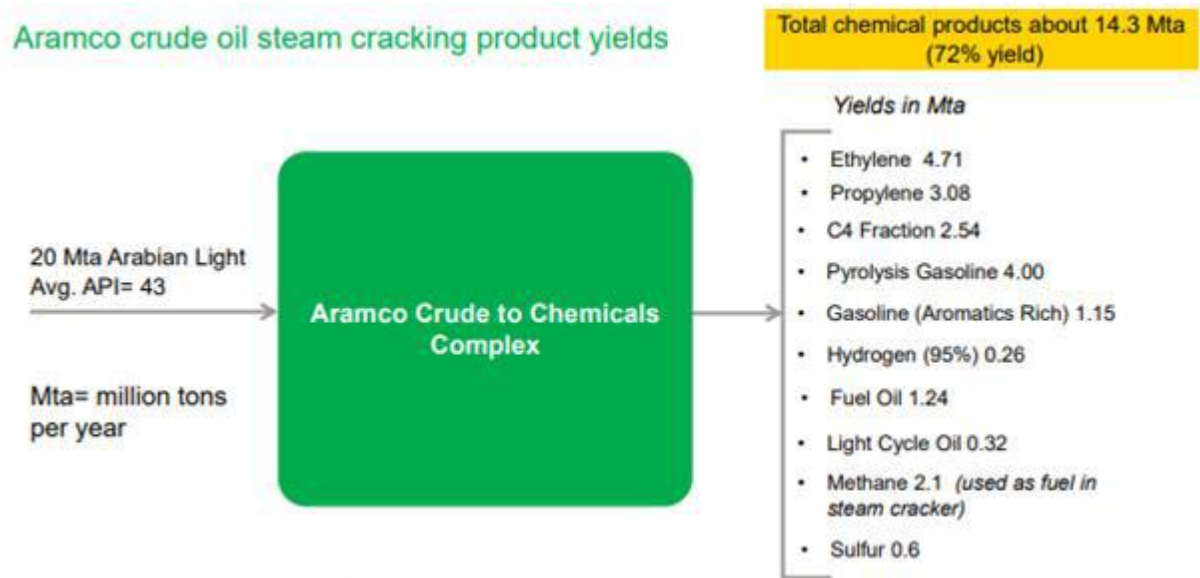


**Figura 5-2 – Esquematisação do processo COTC da Saudi Aramco/SABIC**

Fonte: CHARLESWORTH (2019)

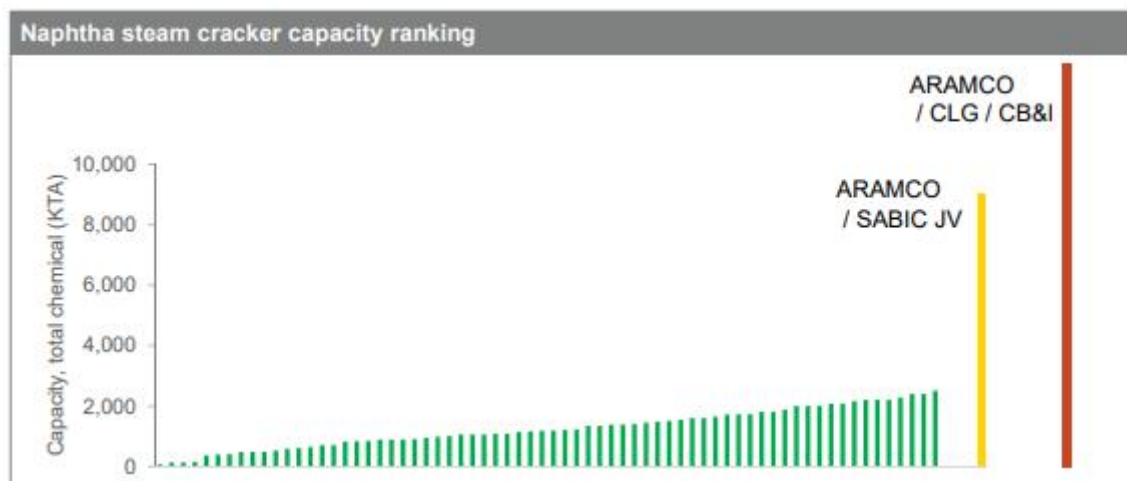
Além disso, a Aramco assinou um acordo de desenvolvimento de tecnologia conjunta com a Chevron Lummus Global (CLG) e CB&I (agora McDermott) para integrar a tecnologia de craqueamento de etileno da CB&I, as tecnologias de hidrocessamento da CLG e as tecnologias de *Thermal Crude to Chemicals* (TC2C<sup>TM</sup>) da Saudi Aramco com o objetivo de converter 70-80% por barril de petróleo em produtos químicos. Se um complexo COTC for construído com base nessa tecnologia futura a partir de 20 milhões de toneladas de petróleo bruto, ele produzirá 14-16 milhões de toneladas de produtos químicos por ano, levando uma grande parte do crescimento anual da demanda química. Colocando em outra perspectiva, um projeto COTC baseado na tecnologia otimizada da Aramco produziria mais produtos químicos do que todos os oito craqueadores a vapor à base de etano de primeira onda nos Estados Unidos, que têm uma capacidade de produção combinada de 11 milhões de toneladas de eteno por ano (JOHNSON & CHANG, 2018). A Figura 5-3 mostra uma estimativa feita pela IHS Markit, baseada nas patentes disponíveis da Aramco sobre processos COTC, dos

rendimentos de um complexo petroquímico contendo as tecnologias citadas. A Figura 5-4 mostra o impacto em potencial dos projetos da Aramco em comparação com a capacidade de produção dos craqueadores a vapor globais atuais.



**Figura 5-3 – Estimativa dos rendimentos de um complexo COTC baseado nas tecnologias da Saudi Aramco, da CLG e da CB&I**

Fonte: CHANG (2018)



**Figura 5-4 – Comparação entre a capacidade de produção dos principais craqueadores a vapor do mundo com os projetos da Saudi Aramco**

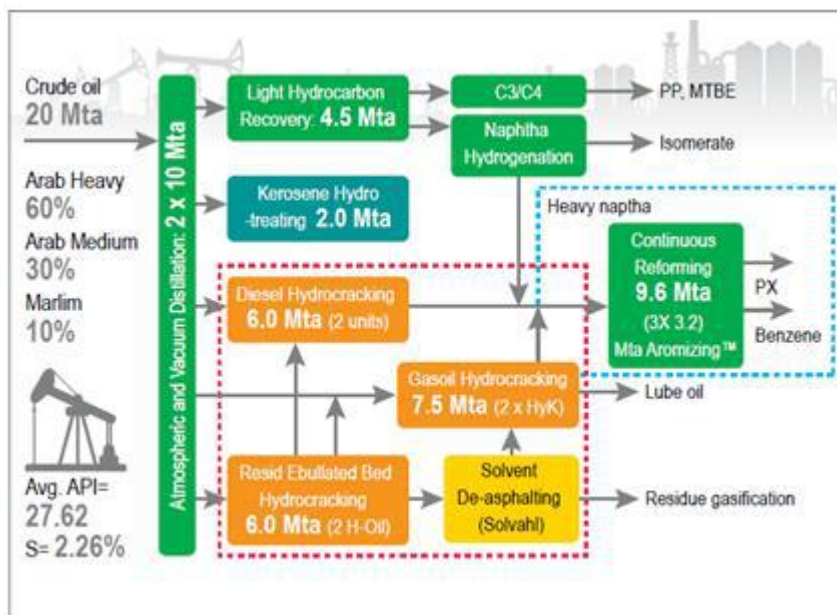
Fonte: CHANG (2018)

Pela Figura 5-3, podemos ver que o rendimento de petroquímicos obtido foi de 72% por barril de petróleo, o que condiz com a expectativa das empresas de 70 a 80%. Pela Figura 5-4, é possível perceber o tamanho do impacto previsto pelos dois projetos da Aramco. O projeto da Aramco e da SABIC e o futuro projeto da Aramco com a CLG e a CB&I possuem uma capacidade de produção estimada em aproximadamente 4 vezes e 6,5 vezes, respectivamente, a capacidade de produção de um craqueador a vapor em escala mundial atual (CHANG, 2018).

No entanto, em 2020, a Saudi Aramco e a SABIC decidiram reavaliar o projeto mencionado de ambas, estimado em US \$ 20 bilhões, e agora procuram integrar as instalações existentes. A decisão vem no momento em que as empresas petrolíferas reavaliam globalmente os projetos de energia para economizar dinheiro, com um colapso na demanda causado pela pandemia do coronavírus ameaçando manter os preços do petróleo fracos por um longo tempo (REUTERS, 2020c). A própria Saudi Aramco viu seu lucro cair 73% no segundo quadrimestre de 2020. Como resultado, ela anunciou cortes drásticos em seu programa de investimentos (MCQUE, 2020).

## V.2 – Ásia-Pacífico

Quatro COTCs asiáticos - incluindo três na China e um em Brunei - são configurados para produzir volumes máximos de para-xileno (PX). Em Dalian, na China, a Hengli Petrochemical está construindo um complexo refinaria-PX que pode processar 20 milhões de toneladas por ano (equivalente a 400.000 barris por dia) de petróleo bruto médio e pesado (JOHNSON, 2018). A empresa anunciou em maio de 2019 que havia alcançado a produção experimental de linha completa da planta já em operação. O complexo deverá produzir 4,34 milhões de toneladas por ano (MMt/a) de p-xileno, além de 3,9 MMt/a de outros produtos químicos. A conversão química total por barril de petróleo é estimada em 42% (THOMAS, 2019). A configuração do complexo de refinaria de Hengli é baseada principalmente no hidrocrackeamento de diesel, gasóleo e resíduo de vácuo com tecnologias licenciadas pela Axens. O custo de investimento anunciado para o complexo COTC é de aproximadamente 11,6 bilhões (FUTURE BRIDGE, 2019). A Figura 5-5 mostra a configuração do complexo refinaria-PX da Hengli.

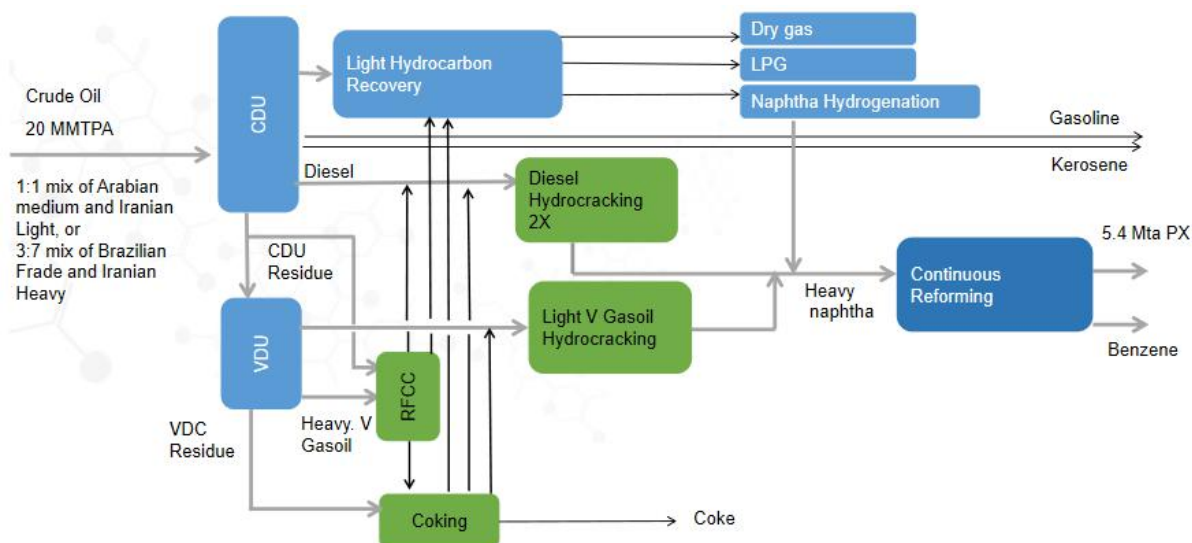


**Figura 5-5 – Configuração do complexo refinaria-PX da Hengli**

Fonte: JOHNSON (2018)

A Zhejiang Petroleum and Chemical, uma *joint venture* de US \$ 26 bilhões entre Rongsheng, Tongkun Group e Juhua Group, planeja converter 40 milhões de toneladas de petróleo bruto em cerca de 8 milhões de toneladas de PX por ano em duas fases (JOHNSON, 2018). A primeira fase do projeto da refinaria-PX da Zhejiang Petroleum and Chemical na província de Zhejiang, China, foi concluída em 2019, e possui previsão de produzir 4,0 MMt / a de p-xileno, 1,5 MMt/a de benzeno, 1,4 MMt/a de eteno e outros petroquímicos. A conversão química total por barril de petróleo é de cerca de 45%. A Fase 2 do projeto também está em andamento e, quando concluída, terá uma escala semelhante à da Fase 1, mas incluindo dois *crackers* de escala mundial em comparação com um da primeira fase. A conversão química total está prevista para aumentar para 50% (THOMAS, 2019). A configuração do complexo é baseada principalmente no hidrocraqueamento de diesel com tecnologia licenciada da Chevron e hidrocraqueamento de gasóleo com tecnologia licenciada da UOP. Para aprimoramento do resíduo de vácuo, utiliza o coqueamento retardado e dessulfurização de resíduo seguido por craqueamento catalítico fluido de resíduo (RFCC) licenciado da UOP (IHS MARKIT, 2019). A Figura 5-6 mostra a configuração do complexo refinaria-PX da Zhejiang.





**Figura 5-6 – Configuração do complexo refinaria-PX da Zhejiang**

Fonte: CHARLESWORTH (2019)

Com um investimento de US\$ 3,45 bilhões, a Hengyi Industries Sdn Bhd (Hengyi Industries) é o maior investimento estrangeiro feito por uma empresa privada chinesa e o maior investimento estrangeiro direto no Brunei Darussalam. A refinaria e o projeto petroquímico integrado serão concluídos em duas fases. A Hengyi Industries alcançou o sucesso nas operações da Fase 1 em novembro de 2019, após 2,5 anos de construção e 2,5 meses de atividades de comissionamento ativo (HENGYI, 2021). Nesta etapa a refinaria tem capacidade de processamento de petróleo bruto de 8 milhões de toneladas por ano (tpa) e pode produzir mais de 120.000 b/d de derivados de petróleo, enquanto o complexo petroquímico do projeto pode produzir até 500.000 toneladas por ano de benzeno e 1,5 milhão de tpa de PX (ARGUS MEDIA, 2021). O desenvolvimento da Fase 2 da Hengyi Industries da unidade de Pulau Muara Besar, inclui a expansão da planta de aromáticos e *cracker* da unidade, bem como o aumento da capacidade de processamento de petróleo bruto da refinaria em 14 milhões b/d para 22 milhões b/d. A expansão da Fase 2 está programada para comissionamento em 2022, de acordo com a operadora. Depois de concluído, o projeto equipará a Hengyi Industries com uma capacidade geral de produção de para-xileno de mais de 3,8 milhões de tpa, de acordo com a UOP (BRELSFORD, 2021).

A instalação de Jiangsu Shenghong em Lianyungang, China, é o mais recente de vários grandes projetos de petróleo bruto para produtos químicos (COTC) na China.

Programada para entrar em operação no final de 2021, terá uma capacidade de alimentação de 16 milhões de toneladas / ano (330.000 bpd). O projeto da Shenghong é uma refinaria projetada para produzir uma quantidade muito maior de petroquímicos do que o normal. A Shenghong afirma que produzirá 4 milhões de toneladas por ano de PX, aproximadamente 6 milhões de toneladas por ano de outros produtos químicos e 5,5 milhões de toneladas por ano de combustíveis líquidos. Ela alcançará uma taxa de conversão de aproximadamente 64% de petróleo cru para produtos químicos (IHS MARKIT, 2020).

Os projetos da COTC na Ásia são conduzidos pelos principais produtores de politereftalato de etileno (PET) e ácido tereftálico purificado (PTA) na China - incluindo Hengli, Rongsheng, Rongkun, Juhua e Henyi. Espera-se que essas empresas integrem de volta seus projetos de PET e PTA ao PX para uso cativo. Na China, a demanda de PX em 2017 foi de 23 milhões de toneladas, mas sua capacidade foi de apenas 12 milhões de toneladas. A lacuna de abastecimento de 11 milhões de toneladas por ano é preenchida por importações, principalmente da Coreia, Japão e Taiwan. Com a primeira onda desses COTCs em operação, está prevista a adição de 11,8 milhões de toneladas de nova capacidade de PX, o que fechará em grande parte a lacuna de fornecimento da China e limitará o acesso ao mercado para os exportadores atuais (JOHNSON, 2018).



## CAPÍTULO VI – CONCLUSÃO

### VI.1 – Conclusão

O petróleo bruto é a principal fonte de energia e o refino de petróleo é um aspecto fundamental do sistema global de energia. O combustível para transporte (por exemplo, gasolina, diesel e óleo combustível) é responsável por aproximadamente 80% da parcela dos produtos produzidos nas refinarias (EIA, 2010). Portanto, as margens das refinarias que dependem da diferença entre os preços do petróleo e derivados estão atreladas à demanda por combustíveis para transporte. As refinarias experimentaram flutuações em suas margens nos últimos anos (FUTURE BRIDGE, 2019). Atualmente, o mercado petroquímico está enfrentando uma série de novos desafios, alguns dos quais são elucidados a seguir:

- **Mercado de Petróleo:** A médio prazo (até 2025), de acordo com a WOO 2020, a demanda de petróleo tende a aumentar de maneira geral, sendo puxada principalmente por países não-OCDE, como a Índia e a China. Já a longo prazo (até 2040), a previsão da WOO 2020 é que essa demanda tenda a se estabilizar por volta do ano de 2035, com um declínio previsto para o ano de 2040.
- **Eletrificação de Frotas:** Nos últimos anos, a frota global de veículos elétricos teve um aumento sem precedentes. Em 2018, a frota mais que dobrou em relação à 2017, com grande participação de mercado dos países nórdicos Noruega, Islândia e Suécia. Múltiplos cenários foram projetados para prever o desenvolvimento futuro da mobilidade elétrica e em todos esses, o crescimento projetado de VEs diminuirá o crescimento da demanda de petróleo para o transporte rodoviário.
- **Biocombustíveis:** A produção de biocombustíveis vem crescendo nos últimos anos, sendo por volta de 8 vezes maior nos últimos dez anos (2009-2019) e 80 vezes maior nos últimos 20 anos (1999-2019). A previsão para os próximos dez anos é que haja um aumento na produção em todas as regiões, exceto na União Europeia devido à projeção de queda no consumo de diesel, que por sua vez afeta a produção de biodiesel.
- **Petroquímicos:** A demanda de petroquímicos básicos, principalmente de etileno e propileno, cresceu substancialmente nos últimos anos. O BP Outlook

e a IEA preveem que a produção de petroquímicos passará a ser a maior parte do total do crescimento da demanda de petróleo bruto em 2030 e 2040, respectivamente.

A COVID-19 provocou uma grande pandemia que afetou todos os países do mundo. Seu impacto foi sentido em todos os setores, afetando a demanda de produtos de forma geral, incluindo os combustíveis e outros derivados da cadeia de petróleo. Entretanto, as previsões em relação as consequências da pandemia são, até o momento, inconclusivas.

Com o objetivo de melhorar a produção de petroquímicos, foram desenvolvidas certas tecnologias para conversão de petróleo baseadas no aprimoramento de processos já consolidados na indústria, como o craqueamento térmico e o craqueamento catalítico. No capítulo de Tecnologias COTC, foram discutidas as principais tecnologias de COTC encontradas na literatura especializada. Pelo que foi observado na literatura, existe uma recente tendência de desenvolvimento de processos baseados no craqueamento catalítico em detrimento àqueles baseados em craqueamento a vapor.

No capítulo de Prospecção Tecnológica, foi avaliado o desenvolvimento das tecnologias COTC de forma a obter-se o monitoramento histórico do tema, avaliando sua maturação e viabilidade para aplicações futuras na área industrial. De forma geral, houve um aumento na publicação de artigos e patentes nos últimos quatro anos. Os países que possuem a maior participação são: Arábia Saudita, China, Japão e Estados Unidos. Os processos mais citados nas publicações foram Craqueamento Térmico e Craqueamento Catalítico, sem especificar a tecnologia utilizada. Os principais produtos petroquímicos alvos foram as olefinas leves (em sua maioria, etileno e propileno), seguido dos aromáticos.

As estratégias mais adotadas para as plantas COTC no mundo são (FUTURE BRIDGE, 2019):

- Processamento direto de petróleo bruto em craqueamento a vapor: Recentemente, houve tentativas de usar petróleo bruto leve no craqueamento a vapor. O processo requer pré-condicionamento do petróleo bruto antes de ser alimentado no craqueador a vapor, devido a tendência de formação de coque. A ExxonMobil implementou essa tecnologia em sua refinaria localizada em

Cingapura. A Shell patenteou uma tecnologia semelhante com modificações na forma de evitar a formação de coque nas serpentinas do craqueador a vapor.

- Hidroprocessamento, desasfaltação e craqueamento a vapor integrados: a Saudi Aramco apresentou patentes com foco no processo integrado de produção de olefinas, compreendendo hidroprocessamento, desasfaltação e craqueamento a vapor. A etapa de hidroprocessamento/desasfaltação produz uma corrente altamente parafínica, desasfaltada e desmetalizada, que posteriormente pode ser processada na unidade de craqueamento a vapor.
- Processamento de destilados médios e resíduos usando hidrocraqueamento: Este tipo de estratégia de processamento é adotado pelas empresas chinesas Hengli Petrochemical Ltd., Zhejiang Petroleum and Chemical, Hengyi Industries Sdn Bhd e Jiangsu Shenghong. Envolve hidrocraqueamento de diesel e produtos da unidade de destilação a vácuo para produzir uma corrente de nafta, que pode posteriormente ser processada para produzir compostos aromáticos.

Em relação à produção de petróleo no Brasil, é previsto um crescimento no curto a médio prazo. Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 (PDE 2030) da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), em relação ao total geral da produção, considerando-se os quatro tipos de recursos relacionados (Reserva Total, Recursos Contingentes, Recursos Não Descobertos Empresa e Recursos Não Descobertos União), estima-se que a produção de petróleo em 2030 seja cerca de 89% maior do que a registrada em 2019 (2,8 milhões de barris por dia). As maiores contribuições para a produção total, no decênio, permanecem sendo das unidades produtivas localizadas em águas ultraprofundas, que respondem por cerca de 84% da produção nacional, e das unidades produtivas em águas profundas com cerca de 9%. As produções em terra não ultrapassam 3% do total, onde há expectativa de melhora na previsão de produção, em função dos impactos relacionados ao Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (REATE 2020). Atualmente a contribuição do pré-sal representa cerca de 62% da produção brasileira total de petróleo e 60% da produção de gás natural. A participação do pré-sal tende a aumentar nos próximos anos com a priorização da exploração e produção deste ambiente exploratório que apresenta expectativa de grandes acumulações com petróleo de alto valor comercial. Nos próximos cinco anos, dos treze projetos com entrada em produção previstos

no Plano de Negócios da Petrobras 2020-2024, onze são voltados para extração no pré-sal, principalmente nas áreas sob contrato de Cessão Onerosa (EPE, 2021).

É importante considerar também que as descobertas do pré-sal mudaram, ao longo da última década, o perfil de produção de petróleo no Brasil. Cresceu-se em volume e qualidade das correntes produzidas. Em 2010, os três óleos mais produzidos no país foram Roncador, Marlim Sul e Marlim, cujo grau API variava de 19,6 a 24,1 e o teor de enxofre de 0,62 a 0,67%. Já em 2019, as três principais correntes produzidas foram Tupi, Búzios e Sapinhoá, todas do pré-sal, com API de 28,3 a 30,7 graus e enxofre de 0,3 a 0,35%. A produção de óleos mais leves e com menor teor de enxofre em larga escala impulsionou as exportações brasileiras (DELGADO *et al.*, 2021).

Vale ressaltar que uma importante implicação das previsões do PDE 2030 refere-se às expectativas de excedentes de produção de petróleo, que são apresentadas na Tabela 6-1, juntamente com a previsão da produção e a demanda estimada agregada de petróleo. Nota-se que a demanda corresponde a uma estimativa do volume de petróleo que seria necessário para atender à demanda nacional de derivados, caso fosse possível produzir todo esse volume de derivados no país. No horizonte do estudo não foram previstos investimentos significativos na expansão da capacidade de refino (EPE, 2021).

**Tabela 6-1 Previsão da produção, demanda estimada e excedentes de petróleo no Brasil**

Fonte: EPE (2021)

Recurso	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>PETRÓLEO</b>	<b>milhões de barris diários</b>									
Produção	3,26	3,38	3,50	3,71	3,91	4,17	4,55	5,03	5,24	5,26
Demanda Estimada	2,03	2,09	2,12	2,16	2,20	2,25	2,30	2,37	2,44	2,53
Excedente	1,23	1,29	1,38	1,55	1,71	1,92	2,25	2,66	2,80	2,73

Observa-se que a taxa de crescimento da demanda brasileira de petróleo é inferior à da oferta no período, resultando na estimativa de valor excedente de 2,73 milhões de barris diários em 2030. O crescimento reduzido na demanda de combustíveis, aliado a abundância de um petróleo mais leve, cuja tendência é a predominância de compostos parafínicos, vai requerer a aplicação de tecnologias com o propósito de formação de produtos de maiores valores agregados. Desta forma, se vislumbra a oportunidade da conversão em petroquímicos, se

utilizando por exemplo do processamento direto deste petróleo com craqueamento a vapor, levando em conta as limitações inerentes do processo, assim como implementado pelas empresas ExxonMobil e Shell. Esta sugestão pode ser aprofundada num estudo futuro, pois para uma decisão de investimentos na área, outros fatores de produção devem ser considerados.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABBA, I. A.; SHAFI, R.; BOURANE, A.; SAYED, E; AKHRAS, A. R. Z. **Integrated hydroprocessing, steam pyrolysis and catalytic cracking process to produce petrochemicals from crude oil**. Depositante: Saudi Arabian Oil Co. US Pat. 9228140B2. Depósito: 20 mar. 2013. Concessão: 05 jan. 2016. Disponível em: <<https://patents.google.com/patent/US9228140B2/en>>. Acesso em: 01 fev. 2021.

ABIQUIM; DELOITTE **Um outro futuro é possível: Perspectivas para o setor químico no Brasil**; 2018.

AMGHIZAR, I.; VANDEWALLE, L. A.; VAN GEEM, K. M.; MARIN, G. B. **New Trends in Olefin Production**; Engineering; Volume 3, Edição 2; p. 171-178; 2017.

ANP, Agência Nacional do Petróleo **Biocombustíveis**; Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/biocombustiveis>>. Acesso em: 30 set. 2020.

ANP, Agência Nacional do Petróleo **Biodiesel**; 2016; Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/biocombustiveis/biodiesel>>. Acesso em: 30 set. 2020.

ANP, Agência Nacional do Petróleo **Etanol**; 2016; Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/biocombustiveis/etanol>>. Acesso em: 30 set. 2020.

ANP, Agência Nacional do Petróleo **Óleo diesel brasileiro passa a conter mínimo de 12% de biodiesel**; 2020; Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/noticias/5633-oleo-diesel-brasileiro-passa-conter-minimo-12-biodiesel>>. Acesso em: 03 out. 2020.

ARGUS MEDIA, **Hengyi plans polymer, petchem units in Brunei expansion**; 2021. Disponível em: <<https://www.argusmedia.com/en/news/2185150-hengyi-plans-polymer-petchem-units-in-brunei-expansion>>. Acesso em: 30 abr. 2021.

AZIZI, Z.; REZAEIMANESH, M.; TOHIDIAN, T.; RAHIMPOUR, M. R. **Dimethyl Ether: A Review of Technologies and Production Challenges**; Chemical Engineering and Processing; 2014.

BARRIGA, A. Da aventura petroquímica do Comperj ao pé no chão da planta de lubrificantes básicos, por Alberto Barriga; **EPBR**; 2020. Disponível em: <<https://epbr.com.br/da-aventura-petroquimica-do-comperj-ao-pe-no-chao-da-planta-de-lubrificantes-basicos-por-alberto-barriga/>>.

Acesso em: 08 mai. 2021.

BIOMINAS **O que é prospecção tecnológica**; 2019; Disponível em: <<https://biominas.org.br/blog/o-que-e-prospeccao-tecnologica/>>. Acesso em: 04/03/2021.

BITTENCOURT, L. **Qual o Futuro do Petróleo??**; Dica de Hoje Research; 2018; Disponível em: <<https://dicadehoje7.com/economia/futuro-do-petroleo>>. Acesso em: 20 out. 2020.

BORSCHIVER, S.; ALMEIDA, L. F. M.; ROITMAN, T. **Monitoramento Tecnológico e Mercadológico de Biopolímeros**; Polímeros: Ciência e Tecnologia, vol. 18, nº 3, p. 256-261; Brasil; 2008.

BORSCHIVER, S.; REALPE, C.; COUTO, M. A. G.; COELHO, K. **Prospecção Tecnológica De Combustível Renovável Para Aviação: Estudo De Caso Do Diesel Verde**; Cadernos de Prospecção – UFBA, vol. 10, n. 2, p. 263-272; Brasil; 2017.

BP, British Petroleum **Statistical Review of World Energy**; 69th edition; 2020.

BP, British Petroleum. **BP Energy Outlook: 2020 edition**. 2020. Disponível em: <<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2020.pdf>>. Acesso em: 08 nov. 2020.

BRASKEM, **O Setor Petroquímico**; 2016.

BRELSFORD, R. Hengyi lets contract for aromatics expansion at Brunei complex. **Oil & Gas Journal**, fev. 2021. Disponível em: <<https://www.ogj.com/refining-processing/petrochemicals/article/14198324/hengyi-lets-contract-for-aromatics-expansion-at-brunei-complex>>. Acesso em: 30 abr. 2021.

BRITANNICA, The Editors of Encyclopaedia Britannica **Petrochemical**; 2020; Disponível em: <<https://www.britannica.com/science/petrochemical>>. Acesso em: 14 out. 2020.

CHANG, R.J. **Crude oil to chemicals - Industry development and strategic implications**; IHS Markit, Houston, Texas, EUA; 2018. Disponível em: <<https://cdn.ihs.com/www/pdf/IHSM-Chang-Crudetochemicals.pdf>>. Acesso em: 12 abr. 2021.

CHARLESWORTH, R. **Crude oil-to-chemicals (COTC): An industry gamechanger?** In: 14th ANNUAL GPCA FORUM, 14., 2019, Dubai. Anais eletrônicos... Dubai: GPCA. Disponível em: <[https://gpcaforum.net/wp-content/uploads/2019/12/FINAL\\_\\_MASTERCLASS-3\\_\\_COTC.pdf](https://gpcaforum.net/wp-content/uploads/2019/12/FINAL__MASTERCLASS-3__COTC.pdf)>. Acesso em: 29 abr. 2021.

CLEWS, R. J.; **Project Finance for the International Petroleum Industry**; Primeira edição; Londres, Reino Unido; Academic Press, 2016.

CORMA, A. *et al.*; **Crude oil to chemicals: light olefins from crude oil**. Catalysis Science & Technology, 2017, 7, 12-46.

DATTA, A.; HOSSAIN, A.; ROY, S. **An Overview on Biofuels and Their Advantages and Disadvantages**; Asian Journal of Chemistry Vol. 31, No. 8; p 1851-1858; India; 2019.

DELGADO, F.; GAUTO, M. **Petróleo: Qualidade Físico-Químicas, Preços e Mercados**. FGV **Energia**, Rio de Janeiro, janeiro 2021. Disponível em: <[http://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/30199/manual\\_petroleo\\_qualidade-fq\\_precos\\_e\\_mercados\\_jan\\_21\\_aprovado.pdf?sequence=1&isAllowed=y](http://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/30199/manual_petroleo_qualidade-fq_precos_e_mercados_jan_21_aprovado.pdf?sequence=1&isAllowed=y)>. Acesso em: 16 mai. 2021

DICKSON, D.; HUSSAIN, A.; KUMPF, B. **The Future of Petrochemicals: Growth Surrounded by Uncertainty**; Deloitte; 2018.

DW, Deutsche Welle **"Brasil ficou para trás no setor de biocombustíveis"**; 2015; Disponível em: <<https://www.dw.com/pt-br/brasil-ficou-para-tr%C3%AAs-no-setor-de-biocombust%C3%ADveis/a-18359611>>. Acesso em: 02 out. 2020.

EIA, U.S Energy Information Association **U.S. Refinery Yield**; 2010; Disponível em: <[https://web.archive.org/web/20110306111912/http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/pet\\_pnp\\_pct\\_dc\\_nus\\_pct\\_m.htm#close](https://web.archive.org/web/20110306111912/http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/pet_pnp_pct_dc_nus_pct_m.htm#close)>. Acesso em 07 jun. 2021.



ENEOS. **HS-FCC**. Developing a Next-generation FCC (HS-FCC) Process. Disponível em: <<https://www.eneos.co.jp/english/company/rd/intro/fuel/fcc.html>>. Acesso em: 26 jan. 2021.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Eletromobilidade e Biocombustíveis**. Ministério de Minas e Energia, 2018.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Panorama do Refino e da Petroquímica no Brasil**; Governo Federal: Ministério de Minas e Energia; 2018.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2030**; Ministério de Minas e Energia; 2021.

EPO. **Espacenet patent search**; Disponível em: <<https://www.epo.org/searching-for-patents/technical/espacenet.html>>. Acesso em 05 mar. 2021.

FGV ENERGIA, Cadernos FGV Energia. **Carros Elétricos**. maio 2017.

FLEXIM **Flow Measurement at a Fluidized Catalytic Cracker**. Disponível em: <<https://www.flexim.com/us/industry-solutions/oil-gas/refinery-solutions/flow-measurement-fluidized-catalytic-cracker>>. Acesso em 12 jan. 2021.

FUTURE BRIDGE, **Crude Oil-to-Chemicals: Future of Refinery**; 2019. Disponível em: <<https://www.futurebridge.com/blog/crude-oil-to-chemicals-future-of-refinery/>>. Acesso em: 28 abr. 2021.

HANANIA, J.; STENHOUSE, K.; SUAREZ, L. V.; DONEV, J. **Petrochemical**; Energy Education; 2020; Disponível em: <<https://energyeducation.ca/encyclopedia/Petrochemical>>. Acesso em: 14 out. 2020.

HENGYI, **We Are Hengyi**. *About Us*. Disponível em: <<https://www.hengyi-industries.com/about-us/>>. Acesso em: 29 abr. 2021.

IBP, Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás. **Projeções de longo prazo de demanda por petróleo**. *Observatório do Setor*. Disponível em: <<https://www.ibp.org.br/observatorio-do-setor/snapshots/projecoes-de-longo-prazo-de-demanda-por-petroleo/>>. Acesso em: 08 nov. 2020.

IEA, International Energy Agency. **The future of Petrochemicals: Towards a more sustainable chemical industry**; 2018; Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/the-future-of-petrochemicals>>. Acesso em: 12 out. 2020.

IEA, International Energy Agency. **The future of Petrochemicals: Towards more sustainable plastics and fertilizers**; 2018.

IEA, International Energy Agency. **Global EV Outlook 2019. Scaling-up the transition to electric mobility**. maio 2019.

IEA, International Energy Agency. **World Energy Outlook 2020**. Paris, 2020.

IHS MARKIT, **Crude Oil to p-Xylene — Shenghong Refinery-PX Complex**; *Process Economics Program*; 2020. Disponível em: <<https://ihsmarkit.com/products/pep-303c-crude-oil-pXylene-shenghong-refinery-px-complex.html>>. Acesso em: 30 abr. 2021.

IHS MARKIT, **Crude Oil to P-Xylene – Zhejiang Refinery-PX Complex**; *Process Economics Program*; 2019. Disponível em: <<https://chemweek.com/CW/Document/107708/Crude-oiltochemicals-A-game-changer-for-the-chemical-industry>>. Acesso em: 28 abr. 2021.

JOHNSON, D.; CHANG, R. J., Crude oil-to-chemicals projects presage a new era in global petrochemical industry; **IHS Markit**; ago. 2018. Disponível em: <<https://ihsmarkit.com/research-analysis/crudeoil-chemicals-projects.html>>. Acesso em: 28 abr. 2021.

JOHNSON, J. A. Aromatics Complexes. In: MEYERS, R. A. **Handbook of petroleum refining processes**. 3. ed. New York: McGraw-Hill, 2004.

KBR **Crude Oil to Chemicals Complex**; Disponível em: <<https://www.kbr.com/en/experience/crude-oil-chemicals-complex>>. Acesso em: 06 abr. 2021.

MAZIN, A. P. R. **A Integração Refino-Petroquímica Visando À Produção De Aromáticos No Brasil Sob A Ótica Da Prospeção Tecnológica**; Universidade Federal do Rio de Janeiro; 2014.

MCQUE, K. **Saudi Aramco, SABIC to reassess plans for Yanbu crude to chemicals complex**; S&P Global, 2020. Disponível em: <<https://www.spglobal.com/platts/en/market>>.

insights/latest-news/electric-power/101820-saudi-aramco-sabic-to-reassess-plans-for-yanbu-crude-to-chemicals-complex>. Acesso em: 15 abr. 2021.

MICROSOFT Usar caracteres curinga nas pesquisas; Disponível em: <<https://support.microsoft.com/pt-br/office/usar-caracteres-curinga-nas-pesquisas-ef94362e-9999-4350-ad74-4d2371110adb>>. Acesso em: 05 mar. 2021.

MOREIRA, F. S.; SEIDL, P. R.; GUIMARÃES, M. J. O. C. **O Papel Da Inovação Tecnológica Na Integração Refino Petroquímica No Brasil**; 4ª PDPETRO; Campinas, SP; 2007.

MURPHY, A.; TUCKER, H.; COYNE, M.; TOURYALAI, H. **GLOBAL 2000, The World's Largest Public Companies**. FORBES, 13 de Maio de 2020. Disponível em: <<https://www.forbes.com/global2000/#2ec73346335d>>. Acesso em 21 mar. 2021.

NEALER, R.; REICHMUTH, D.; ANAIR, D. **Cleaner Cars from Cradle to Grave**. 2015. DOI 10.13140/RG.2.1.4583.3680. Disponível em: <<https://doi.org/10.13140/RG.2.1.4583.3680>>. Acesso em: 05 dez. 2020.

OECD-FAO, Organisation for Economic Co-operation and Development - Food and Agriculture Organization of the United Nations. **OECD- FAO Agricultural Outlook 2020- 2029**; 2020.

OPEC, Organization of the Petroleum Exporting Countries. **World Oil Outlook 2020**. Viena, 2020.

PAMPLONA, N. Petrobras rebatiza Comperj para tirar 'mancha de corrupção'; **FOLHA DE SÃO PAULO**; 2020. Disponível em: <<https://www1.folha.uol.com.br/mercado/2020/05/petrobras-rebatiza-comperj-para-tirar-mancha-de-corrupcao.shtml>>. Acesso em: 08 mai. 2021.

PINHEIRO, A.S. **Craqueamento Catalítico Fluido (FCC), Notas de estudo de Engenharia de Petróleo**, Universidade de Fortaleza. Disponível em <<https://www.docsity.com/pt/craqueamento-catalitico-fluido-fcc/4906523/>>. Acesso em 10 jan. 2021.

PINHEIRO, C. I. C.; FERNANDES, J. L.; DOMINGUES, L.; CHAMBEL, A. J. S.; GRAÇA, I.; OLIVEIRA, N. M. C.; CERQUEIRA, H. S.; RIBEIRO, F. R. **Fluid Catalytic Cracking**

**(FCC) Process Modeling, Simulation, and Control**; Industrial and Engineering Chemical Research; 2012.

QUELHAS, A. D. *et al* (autores), BRASIL, N. I. *et al* (organizadores), **Processamento de petróleo e gás: petróleo e seus derivados, processamento primário, processos de refino, petroquímica, meio ambiente**. 2<sup>a</sup> ed. Rio de Janeiro: LTC, 2014.

REUTERS; **Brasil reduz mistura de biodiesel no diesel para 10%**; 2020; Disponível em: <<https://g1.globo.com/carros/noticia/2020/08/13/com-problema-de-oferta-brasil-reduz-mistura-de-biodiesel-no-diesel-diz-ministro.ghtml>>. Acesso em: 03 out. 2020.

REUTERS; **Exclusive: China suspends national rollout of ethanol mandate – sources**; 2020; Disponível em: <<https://www.reuters.com/article/us-china-ethanol-policy-exclusive/exclusive-china-suspends-national-rollout-of-ethanol-mandate-sources-idUSKBN1Z71R8>>. Acesso em: 02 out. 2020.

REUTERS **Saudi Aramco and SABIC reassess crude-oil-to-chemicals project**; 2020. Disponível em: <<https://www.reuters.com/article/saudi-aramco-sabic-project-int-idUSKBN2730OB>>. Acesso em 15 abr. 2021.

RIGUTTO, M. S.; VEEN, R. van; HUVE, L. **Chapter 24 Zeolites in hydrocarbon processing**; Studies in Surface Science and Catalysis; 2007.

ROSA, D. G. da. **Sistema De Suporte À Decisão Aplicado Ao Processo De Fracionamento Do Craqueamento Catalítico Fluidizado**; Universidade Federal de Minas Gerais; 2007.

SADEGHBEIGI, R. **Fluid Catalytic Cracking Handbook**; Terceira edição; Butterworth-Heinemann, 2012.

SALLET, C. L.; ALVIM, A. M. **Biocombustíveis: uma análise da evolução do biodiesel no Brasil**; Economia & Tecnologia - Ano 07, Vol. 25; 2011.

SANTOS, F. A.; SILVA, R. O.; ADRIANO, W. S.; FREITAS, J. C. R. **Prospecção Tecnológica: Uma Visão Geral dos Aspectos e Impactos Relevantes das Amidoximas**; Revista Virtual Química, vol. 10; n. 5, p. 1168-1179. Brasil; 2018.

SCHASCHKE, C. **A Dictionary of Chemical Engineering**. 1<sup>a</sup> ed. Reino Unido: Editora Oxford University Press, 2014.

SCOPUS. **Advanced Search;** Disponível em:  
<<https://www.scopus.com/search/form.uri?display=advanced>>. Acesso em 05 mar. 2021.

SEIDL, P. R.; BORSCHIVER, S.; SANTOS, P. C. DOS; LEITE, L. F. **Integração Refino-Petroquímica: Tendências e Impactos**. Rio de Janeiro: Editora Publit, 2012.

SORDA, G.; BANSE, M.; KEMFERT, C. **An overview of biofuel policies across the world** Energy Policy, 38; 2010.

SPEIGHT, J. G. **Handbook of Industrial Hydrocarbon Processes**; Segunda edição; Laramie, WY; Gulf Professional Publishing; 2020.

THOMAS, M. Crude oil-to-chemicals: A game changer for the chemical industry; **Chemical Week**; nov. 2019. Disponível em: <<https://chemweek.com/CW/Document/107708/Crude-oiltochemicals-A-game-changer-for-the-chemical-industry>>. Acesso em: 28 abr. 2021.

THOMAZ, M. M.; LOPES G. C.; MORI, M.; MARTIGNONI, W. P. **Estudo Da Dinâmica Do Escoamento Em Strippers De Fcc**; Disponível em:  
<<https://www.prp.unicamp.br/pibic/congressos/xxcongresso/paineis/118202.pdf>>. Acesso em 15 jan. 2021.

UNCTAD, United Nations Conference on Trade and Development. **Second Generation Biofuel Markets: State Of Play, Trade And Developing Country Perspectives**; 2015.

UNCTAD, United Nations Conference on Trade and Development. **The State of Biofuels Market: Regulatory, Trade And Development Perspectives**; 2013.

VAZ, L. F. H.; BARROS, D. C.; CASTRO, B. H. R. **Veículos híbridos e elétricos: sugestões de políticas públicas para o segmento**. BNDES Setorial, Rio de Janeiro, n. 41, p. 295-344, março 2015.

WIPO, World Intellectual Property Organization **Espacenet**; Disponível em:  
<<https://inspire.wipo.int/espacenet>>. Acesso em: 08 mar. 2021

WIRTH, G. B.; JAHNIG, C. E. **Process for steam cracking crude oil**. Depositante: Esso Research and Engineering Company. US Pat. 3617493A. Depósito: 12 jan. 1970. Concessão: 2 nov. 1971. Disponível em: <<https://patents.google.com/patent/US3617493A/en>>. Acesso em: 29 jan. 2021.

WRI, World Resources Institute. CAIT Climate Data Explorer. **Historical Emissions**. Disponível em: [http://cait2.wri.org/historical/Country%20GHG%20Emissions?indicator\[\]=Energy&indicator\[\]=Industrial%20Processes&indicator\[\]=Agriculture&indicator\[\]=Waste&indicator\[\]=Land-Use%20Change%20and%20Forestry&indicator\[\]=Bunker%20Fuels&year\[\]=2014&act\[\]=World&focus=&chartType=geo](http://cait2.wri.org/historical/Country%20GHG%20Emissions?indicator[]=Energy&indicator[]=Industrial%20Processes&indicator[]=Agriculture&indicator[]=Waste&indicator[]=Land-Use%20Change%20and%20Forestry&indicator[]=Bunker%20Fuels&year[]=2014&act[]=World&focus=&chartType=geo)>. Acesso em: 20 jun. 2020.

YADAV, P. K.; GARG, R. K. **Fluidized Catalytic Cracking Riser Reactor Operating Process Variables Study and Performance Analysis**; International Journal of Chemical Engineering Research; Volume 9, Number 2; 2017.